

**MANEJO EFICIENTE DE LA ENERGIA APLICADA
EN TRANSFORMADORES**

**LUCIANO FEDERICO CUELLAR BELTRAN
ELMER ALBEIRO OVIEDO PORTILLA**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE OCCIDENTE
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE ENERGETICA Y MECANICA
PROGRAMA INGENIERIA ELECTRICA
SANTIAGO DE CALI
2007**

**MANEJO EFICIENTE DE LA ENERGIA APLICADA
EN TRANSFORMADORES**

**LUCIANO FEDERICO CUELLAR BELTRAN
ELMER ALBEIRO OVIEDO PORTILLA**

Trabajo de Grado para optar el título de
Ingeniero Electricista

**Director
ROSAURA CASTRILLON
Ingeniero Electricista**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE OCCIDENTE
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE ENERGETICA Y MECANICA
PROGRAMA INGENIERIA ELECTRICA
SANTIAGO DE CALI
2007**

Nota de aceptación:

**Aprobado por el Comité de
Grado en cumplimiento de los
requisitos exigidos por la
Universidad Autónoma de
Occidente para optar al título de
Ingeniero Electricista**

Ing. ENRRIQUE QUISPE

Jurado

Ing. EVER GONZALEZ

Jurado

Santiago de Cali, 18 Mayo del 2007

CONTENIDO

	Pág.
GLOSARIO	13
RESUMEN	18
INTRODUCCIÓN	20
1. FUNDAMENTOS PARA LA APLICACIÓN DE TRANSFORMADORES	22
1.1 GENERALIDADES DEL TRANSFORMADOR	22
1.1.1 Definición	22
1.2 VALORES NOMINALES	24
1.3 PRODUCCIÓN ACTUAL	25
1.3.1 Nuevas tecnologías	26
1.3.2 El politrafo	26
1.3.3 Transformadores secos encapsulados ansi	27
1.3.4 Otros nuevos productos de transformadores	30
1.4 PERDIDAS DEL TRANSFORMADOR	32
1.4.1 Pérdidas en el circuito magnético	32
1.4.2 Pérdidas por efecto joule en devanados	32

1.5 TENSIÓN NOMINAL DE CORTOCIRCUITO	33
1.5.1 Regulación de tensión bajo carga	33
1.5.2 Rendimiento de transformadores índice óptima de carga	34
1.5.3 Rendimiento diario	36
1.5.4 Impacto de armónicos de corriente y tensión en transformadores	37
1.5.4.1 Efecto de los armónicos sobre los transformadores	39
1.5.4.2 El factor k en los transformadores para las cargas con armónicos	43
2. MÉTODOS PARA LA SELECCIÓN DE LA POTENCIA DE TRANSFORMADORES	47
2.1 SELECCIÓN DE LA POTENCIA DE LOS TRANSFORMADORES	47
2.1.1 Aspectos generales	47
2.1.2 Selección de la potencia de los transformadores teniendo en cuenta la sobrecarga	49
2.1.2.1 Sobrecarga de transformadores inmersos en aceite	49
2.1.3 Valores límites con sobrecarga para transformadores de distribución	50
2.1.5 Sobrecarga de transformadores secos	52
2.1.6 Tipos de sobrecarga	53
2.1.6.1 Sobrecargas de emergencia	53
2.1.6.2 Sobrecarga sistemática	54

2.2 SELECCIÓN DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN PARA SECTORES RESIDENCIAL Y COMERCIAL CUMPLIENDO EL REGLAMENTO RETIE	57
2.2.1 Evaluación Perdidas según NTC 2050	57
2.2.2 Gastos anuales por las pérdidas	58
2.2.3 Parámetros establecidos en las Normas de Diseño de Sistemas de distribución	59
2.2.3.1 Factor de demanda	59
2.2.3.2 Factor de diversidad	59
3. MANEJO EFICIENTE DE TRANSFORMADORES ELECTRICOS	64
3.1 SELECCIÓN DEL NÚMERO DE TRANSFORMADORES PARA CONSUMO MÍNIMO DE ENERGÍA	64
3.2 RÉGIMEN DE TRABAJO ECONÓMICO DE LOS TRANSFORMADORES	66
3.3 REPARACIÓN O REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA	74
3.3.1 El Transformador como una entidad económica	75
3.3.2 La Reparación de Transformadores	76
3.3.2.1 Las variables involucradas en el proceso de decisión reparar o reemplazar	77
3.3.2.2 Las variables financieras	77
3.3.2.3 Planteamiento de escenarios del problema de decisión	78
3.4 MANTENIMIENTO A TRANSFORMADORES	79

3.4.1 Mantenimiento Predictivo	79
3.4.2 Mantenimiento Preventivo	80
3.4.3 Mantenimiento Correctivo	82
3.4.4 Tareas de Mantenimiento	83
3.4.5 Estado del Aislamiento de Papel de los Bobinados	84
3.4.5.1 Tipos de Fallas en el Devanado	86
3.4.5.2 Prueba de Resistencia de Aislamiento	88
3.4.5.3 Prueba de Factor de Potencia a los Aislamientos	89
3.4.5.4 Revisión de Cambiadores de TAP´S	89
4. CASOS DE APLICACIÓN PRÁCTICA	91
5. CONCLUSIONES	120
BIBLIOGRAFÍA	122
ANEXOS	126

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Límites de corrientes armónicas norma ieee 519	42
Tabla 1.1 Límites de corrientes armónicas cei 555	42
Tabla 1.2 Factor k carga no lineal	44
Tabla 1.3 Factor k conjunto de cargas	45
Tabla 2. Límite con sobrecarga	51
Tabla 2.1 Límites de temperatura	52
Tabla 2.2 Tabla 5.4 norma emcali	61
Tabla 2.3 Tabla 5.5 norma emcali	61
Tabla 2.4 Selección básica del tipo de transformador	62
Tabla 2.5 Cuadro sinóptico de la selección del transformador	63
Tabla 3. Voltaje de prueba para diferentes voltajes de referencia	88
Tabla 4. Carga horaria	91
Tabla 4.1 Tarifa eléctrica	92
Tabla 4.2 Parámetros de los transformadores	93
Tabla 4.3 Transformadores que operan (variante I)	98
Tabla 4.4 Transformadores que operan (variante II)	99
Tabla 4.5 Variante I	102
Tabla 4.6 Variante II	103
Tabla 4.7 Costo de las pérdidas de energía considerando la inflación anual	106
Tabla 4.8 Ahorro por año	107
Tabla 4.9 Ahorro neto	108
Tabla 4.10 Ahorro neto después de incluir los impuestos	109
Tabla 4.11 Flujo total de efectivo no descontado	110
Tabla 4.12 Factor de descuento	110
Tabla 4.13 Flujo total de efectivo descontado en el año	111
Tabla 4.14 Valor presente neto	112
Tabla 4.15 Resultados totales	113

LISTA DE GRAFICAS

	Pág.
Figura 1. Sistema de distribución	22
Figura 1.1 Núcleo transformador	23
Figura 1.2 Producción actual	25
Figura 1.3 El politrafo	27
Figura 1.4 Transformador encapsulado	28
Figura 1.5 Núcleo magnético	29
Figura 1.6 Los devanados	30
Figura 1.7 Transformadores tipo-k secos de baja tensión	31
Figura 1.8 Transformador ecológico	31
Figura 1.9 Pérdidas en un transformador en función del índice de carga	33
Figura 1.10 Óptimo de carga	35
Figura 1.11 Rendimiento de transformadores	36
Figura 1.12 Efecto de armónico	40
Figura 2. Transformadores en aceite	49
Figura 2.1 Transformadores secos	52
Figura 2.2 Curvas para determinar la sobrecarga de emergencia	54
Figura 2.3 Curvas para sobrecarga sistemática admisibles	55
Figura 3. Índice de carga	65
Figura 3.1 Perdidas referidas de potencia activa de dos transformadores en función de la carga.	69
Figura 3.2 Mantenimiento a transformadores	80
Figura 4. Gráficas de cargas	92
Figura 4.1 Diagrama de flujo para la selección	119

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Herramienta de calculo	126
Anexo B. Gráfica de toma de datos	128
Anexo C. Soporte de calculo para el manejo de la energía eficiente en transformadores	130

LISTA DE ECUACIONES

	Pág.
Ecuación (1.0)	25
Ecuación (1.1)	25
Ecuación (1.2)	32
Ecuación (1.3)	32
Ecuación (1.4)	34
Ecuación (1.5)	34
Ecuación (1.6)	34
Ecuación (1.7)	34
Ecuación (1.8)	34
Ecuación (1.9)	34
Ecuación (1.10)	34
Ecuación (1.11)	34
Ecuación (1.12)	35
Ecuación (1.13)	35
Ecuación (1.14)	35
Ecuación (1.15)	36
Ecuación (1.16)	36
Ecuación (1.17)	37
Ecuación (1.18)	37
Ecuación (1.19)	37
Ecuación (1.20)	37
Ecuación (1.21)	37
Ecuación (1.22)	37
Ecuación (1.23)	41
Ecuación (1.24)	43
Ecuación (2.0)	47
Ecuación (2.1)	47
Ecuación (2.2)	54
Ecuación (2.3)	55
Ecuación (2.4)	56
Ecuación (2.5)	58
Ecuación (2.6)	58
Ecuación (2.7)	58
Ecuación (2.8)	58
Ecuación (3.0)	66
Ecuación (3.1)	66
Ecuación (3.2)	67

Ecuación (3.3)	67
Ecuación (3.4)	67
Ecuación (3.5)	68
Ecuación (3.6)	68
Ecuación (3.7)	68
Ecuación (3.8)	68
Ecuación (3.9)	68
Ecuación (3.10)	68
Ecuación (3.11)	69
Ecuación (3.12)	69
Ecuación (3.13)	70
Ecuación (3.14)	70
Ecuación (3.15)	70
Ecuación (3.16)	70
Ecuación (3.17)	71
Ecuación (3.18)	71
Ecuación (3.19)	71
Ecuación (3.20)	71
Ecuación (3.21)	71
Ecuación (3.22)	71
Ecuación (3.23)	72
Ecuación (3.24)	72
Ecuación (3.25)	72
Ecuación (3.26)	72
Ecuación (3.27)	72
Ecuación (3.28)	73
Ecuación (3.29)	73
Ecuación (3.31)	73
Ecuación (4.1)	103
Ecuación (4.2)	104
Ecuación (4.3)	105
Ecuación (4.4)	106
Ecuación (4.5)	107
Ecuación (4.6)	108
Ecuación (4.7)	108
Ecuación (4.8)	109
Ecuación (4.9)	111
Ecuación (4.10)	111
Ecuación (4.11)	112

GLOSARIO

Terminología usada en manejo eficiente de la energía aplicada en transformadores:

ACEITE: toda sustancia del origen animal, mineral, vegetal o sintético formada por ésteres de ácidos grasos o por hidrocarburos derivados del petróleo, generalmente menos densa que el agua.

ACEITE AISLANTE: aceite usado en los interruptores, transformadores y otros elementos eléctricos para aislar y/o refrigerar.

AISLANTE: un material aislante es aquel que, debido a que los electrones de sus átomos están fuertemente unidos a sus núcleos, prácticamente NO permite sus desplazamientos y, por lo tanto, tampoco el paso de la corriente eléctrica cuando se aplica una diferencia de tensión entre dos puntos del mismo.

AMPERIO: unidad de medida de la corriente eléctrica, que debe su nombre al físico francés André Marie Ampere, y representa el número de cargas (coulombs) por segundo que pasan por un punto de un material conductor. (1Amperio = 1 coulomb/segundo).

ANGULO DE CARGA: es la diferencia en la posición de la tensión aplicada a la carga secundaria y la tensión aplicada al devanado primario.

ALTA TENSIÓN: tensiones nominales superiores a 1 Kv, 1.000 voltios.

ARCO ELÉCTRICO: es una especie de descarga eléctrica de alta intensidad, la cual se forma entre dos electrodos en presencia de un gas a baja presión o al aire libre.

BOBINA: arrollamiento de un cable conductor alrededor de un cilindro sólido o hueco, con lo cual y debido a la especial geometría obtiene importantes características magnéticas.

CORRIENTE ELÉCTRICA: es el flujo de electricidad que pasa por un material conductor; siendo su unidad de medida el amperio. y se representan por la letra I.

CONDUCTOR: elementos metálicos, generalmente cobre o aluminio, permeables al paso de la corriente eléctrica y que, por lo tanto, cumplen la función de transportar la energía de un extremo al otro del cable. Material que opone mínima resistencia ante una corriente eléctrica.

ELECTROLÍTICO: actúa provocando una electroerosión en el material a incidir, por medio de una solución electrolítica compuesta de sales minerales y la excitación eléctrica.

ENERGÍA: capacidad de los cuerpos o conjunto de éstos para efectuar un trabajo.

ENERGÍA ABSORBIDA: se refiere a la energía absorbida por el primario de un transformador está relacionada directamente con la energía consumida por el circuito secundario.

FACTOR DE POTENCIA: se Denomina factor de potencia al cociente entre la potencia activa y la potencia aparente, que es coincidente con el coseno del ángulo entre la tensión y la corriente cuando la forma de onda es sinusoidal.

GENERADOR: dispositivo electromecánico utilizado para convertir energía mecánica en energía eléctrica por medio de la inducción electromagnética.

HERCIO HZ: un hercio o hertz es la unidad de la frecuencia en las corrientes alternas y en la teoría de las ondas. Es igual a un ciclo por segundo.

IMPEDANCIA: es la que mide la oposición de un circuito o de un componente eléctrico al paso de una corriente eléctrica alterna sinusoidal.

INDUCCIÓN: la inducción electromagnética es la producción de una diferencia e potencia eléctrica (o voltaje) a lo largo de un conductor situado en un campo magnético cambiante.

KILOWATIO: es un múltiplo de la unidad de medida de la potencia eléctrica y representa 1.000 watios. (KV)

KVA: potencia Aparente (calculada o nominal)

KVAR: es la unidad de medida de la potencia reactiva (KVAR),

KW-H: el kilovatio hora, es una unidad de energía. Equivale a la energía desarrollada por una potencia de un kilovatio (kW) durante una hora, equivalente a 3,6 millones de julios.

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN: se define como un dispositivo para transmitir o guiar energía de un punto a otro. Usualmente se desea que la energía sea transportada con un máximo de eficiencia, haciendo las pérdidas por calor o por radiación lo más pequeñas posible.

MAGNITUDES: se entiende por magnitud física toda aquella propiedad de los sistemas físicos susceptible de ser medida o estimada por un observador o aparato de medida y, por tanto, expresada mediante un número (o conjunto de ellos) y una unidad de medida, y con la cual se pueden establecer relaciones cuantitativas.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO: es la programación de inspecciones, tanto de funcionamiento como de seguridad, ajustes, reparaciones, análisis, limpieza, lubricación, calibración, que deben llevarse a cabo en forma periódica basándose en un plan establecido y no a una demanda del operario o usuario

MANTENIBILIDAD: propiedad de un sistema que representa la cantidad de esfuerzo requerida para conservar su funcionamiento normal o para restituirlo una vez se ha presentado un evento de falla.

MONOFÁSICO: es un sistema de corriente alterna, habitual que sólo tienen una fase y neutro.

MVA: es megavoltamperio, de la unidad potencia aparente utilizada con frecuencia en grandes instalaciones de generación de energía eléctrica. Equivale a la potencia aparente de 1 voltio x 1 amperio x 10^6

OHMIO: unidad de medida de la Resistencia Eléctrica. Equivale a la resistencia al paso de electricidad que produce un material por el cual circula un flujo de corriente de un amperio, cuando está sometido a una diferencia de potencial de un voltio. (Ω)

PERDIDAS EN EL COBRE: las pérdidas en el cobre se deben a las originadas por las corrientes eléctricas en los devanados del inducido, y de los elementos conectados en serie.

PERDIDAS EN EL HIERRO: estas pérdidas se originan por la histéresis producida en los materiales magnéticos sometidos a remagnetización y por la aparición en el seno de la masa de acero de fuerzas electromotrices que dan origen a las corrientes de Foucault.

PÉRDIDAS EN VACÍO: consiste en aplicar una tensión nominal V_1 en cualesquiera de los enrollados del transformador, con el otro enrollado abierto, se le aplica al lado 1 voltaje y la frecuencia nominal, registrándose las lecturas de la potencia de entrada en vacío P_0 y la corriente en vacío I_1 .

POLITRAFO: es un transformador de potencia para subestaciones multitensión. Este transformador se ha concebido con múltiples tensiones en el lado de alta

(HV), en el lado de baja (LV) y en el devanado terciario, las cuales permiten utilizar el transformador en subestaciones con diferentes tensiones.

POTENCIA: es el trabajo o transferencia de energía realizada en la unidad de tiempo. Se mide en Watios. (W)

POTENCIA REACTIVA: es la que los campos magnéticos de los motores, de los reactores ó balastos de iluminación etc. intercambian con la red sin significar un consumo de potencia activa en forma directa.

RETIE: la reglamentación y normalización técnica colombiana

SATURACIÓN MAGNÉTICA: Es el proceso cuando todos los átomos están alineados, una condición conocida como saturación magnética del hierro, el núcleo de hierro no puede ayudar más. Si incrementamos adicionalmente la corriente en la bobina, el campo magnético solo se incrementa en la cantidad debida a la propia corriente eléctrica, sin ninguna contribución del núcleo.

SILICIO: es un elemento químico no metálico situado en el grupo 14 de la tabla periódica de elementos formando parte de la familia de los carbonoides.

SINUSOIDAL: el movimiento sinusoidal es la proyección del movimiento circular. Se trata de una señal análoga, puesto que sus valores oscilan en una rama de opciones prácticamente infinita, así pues, podemos ver en la imagen que la onda describe una curva continua. De hecho, esta onda es la gráfica de la función matemática seno.

TENSIÓN: potencial eléctrico de un cuerpo. La diferencia de tensión entre dos puntos produce la circulación de corriente eléctrica cuando existe un conductor que los vincula. Se mide en Voltios (V), y vulgarmente se la suele llamar voltaje.

TENSIÓN NOMINAL: valor convencional de la tensión con la que se denomina un sistema o instalación y para los que ha sido previsto su funcionamiento y aislamiento.

TRANSFORMADOR: dispositivo utilizado para elevar o reducir el voltaje. Está formado por dos bobinas acopladas magnéticamente entre sí, más sus conexiones de entrada y salida.

TRANSFORMADOR ACORAZADO: de alta resistencia mecánica Capacidad térmica Capacidad dieléctrica, Ideal para: Plantas generadores Auxiliares de subestaciones elevadoras y reductoras Reguladores de ángulo de fase Hornos de arco eléctrico Auto transformadores Reactores de potencia.

TRANSFORMADORES ENCAPSULADOS: son de tipo seco encapsulado al vacío están diseñados a prueba de humedad y son adecuados para funcionar en ambientes húmedos o muy contaminados. Son los transformadores idóneos para funcionar en ambientes que presenten una humedad superior al 95 % y en temperaturas por debajo de los -25 °C.

TRIFÁSICO: es el conjunto de tres corrientes alternas monofásicas de igual frecuencia y amplitud (y por consiguiente, valor eficaz) que presentan una cierta diferencia de fase entre ellas, en torno a 120°, y están dadas en un orden determinado. Cada una de las corrientes monofásicas que forman el sistema se designa con el nombre de fase

VOLTIO (V): el voltio se define como la diferencia de potencial a lo largo de un conductor cuando una corriente de un amperio utiliza un Watio de potencia. Unidad del Sistema Internacional.

VATIO (w): es la unidad que mide potencia. Se abrevia W y su nombre se debe al físico inglés James Watt.

RESUMEN

Para mejorar el uso Eficiente de la Energía Eléctrica en la Aplicación de Transformadores, se requiere no sólo de la adquisición de equipos de alta tecnología, sino de la implementación de programas adecuados que garanticen procesos para seleccionar, evaluar eficiencia, minimizar costos de energía y monitorear permanente las variables implicadas en el uso Eficiente de la Energía Eléctrica.

En la selección de la potencia de los transformadores, se debe tratar de obtener tanto el régimen de trabajo económicamente útil, como la alimentación de reserva de los consumidores. Es conveniente seleccionar la potencia de los transformadores teniendo en cuenta su capacidad de sobrecarga. El no prestar atención a la capacidad de sobrecarga del transformador, significa depender innecesariamente de la capacidad nominal. Esta capacidad de sobrecarga se determina en dependencia del gráfico de carga del transformador en cuestión.

En condiciones de operación, se debe prever el régimen de trabajo económico de los transformadores. De tal forma, algunos de estos estudios señalados indican que la selección del número de transformadores depende del régimen de trabajo de la planta, a su vez, el comportamiento de la carga puede ser, la esencia de lo cual consiste en que en las subestaciones con varios transformadores, el número de ellos conectado en cada momento debe ser el que proporcione el mínimo de pérdidas, para un gráfico de carga determinado, brindando mayores atractivos económicos.

En tal sentido, aunque el mercado ofrece transformadores de alta eficiencia, las condiciones en que se operan (baja cargabilidad, inadecuada selección de la potencia y falta de mantenimiento) ocasionan elevados costos de operación y constantes reparaciones. Pero la nueva tecnología como La configuración del núcleo en capas escalonadas nos garantiza valores más bajos de pérdidas sin carga, corriente de vacío y nivel de ruido. Gran capacidad para resistir sobrecargas debidas a la inercia térmica.

Para este proyecto, consiste evaluar los métodos que existen para realizar un uso eficiente de la energía eléctrica aplicada a los transformadores, de tal manera que se contemplen: la minimización de pérdidas, la selección adecuada de la potencia y el régimen económico de funcionamiento. Pautas, que posibilite reducir consumos tanto a distribuidores, como a usuarios.

La importancia de incluir en el alcance la decisión, el reparar o reemplazar, tiene que ver con la evaluación de la mejora del desempeño en servicio y con el hecho de la vida residual de un transformador

INTRODUCCIÓN

Planteamiento del problema. Para mejorar el uso Eficiente de la Energía Eléctrica en la Aplicación de Transformadores, se requiere no sólo de la adquisición de equipos de alta tecnología, sino de la implementación de programas adecuados que garanticen procesos para seleccionar, evaluar eficiencia, minimizar costos de energía y monitorear permanente las variables implicadas en el uso Eficiente de la Energía Eléctrica.

De acuerdo a recientes estudios, al observar y analizar la forma del uso Eficiente de la Energía Eléctrica en la Aplicación de Transformadores, un número importante de los mismos se encuentra instalados en la industria, en el sector comercial, en el residencial y también en el rural, en los cuales se ha identificado diversas pérdidas de energía por fallas técnicas o de diseño, afectando el uso eficiente de la energía eléctrica en el óptimo funcionamiento de los mismos. Aspectos, que implican grandes costos tanto en distribuidores, como en usuarios.

El problema planteado en este proyecto, consiste en evaluar los métodos que existen para realizar un uso eficiente de la energía eléctrica aplicada a los transformadores, de tal manera que se contemplen: la minimización de pérdidas, la selección adecuada de la potencia y el régimen económico de funcionamiento. Pautas, que posibilite reducir consumos tanto a distribuidores, como a usuarios.

En años recientes, han existido numerosos estudios, para mejorar la eficiencia en el funcionamiento de los transformadores. Estas técnicas, basadas en el mejoramiento de materiales han contribuido para evitar pérdidas de energía que ocasionan el calentamiento del transformador.

En tal sentido, aunque el mercado ofrece transformadores de alta eficiencia, las condiciones en que se operan (baja cargabilidad, inadecuada selección de la potencia y falta de mantenimiento) ocasionan elevados costos de operación y constantes reparaciones. Es importante destacar, que la selección correcta de los transformadores, basada técnica y económicamente, en el número y la potencia de los mismos, encuentra su mayor uso en las subestaciones de los circuitos eléctricos industriales.

De tal forma, algunos de estos estudios señalados indican que la selección del número de transformadores depende del régimen de trabajo de la planta o de la subestación, a su vez, el comportamiento de la carga puede ser tal que la instalación de dos transformadores, en lugar de uno, brinde mayores atractivos económicos.

Alrededor de **15.631** transformadores instalados (**7.610** suministran energía a los usuarios de **EMCALI** y por ello deben atenderse los requerimientos de mantenimiento) en el sistema de distribución y al interior de la industrias vallecaucana son una justificación importante para proponer un trabajo que permita proporcionar una herramienta al personal encargado de operar los transformadores para realizar uso eficiente de la energía eléctrica y reducir los costos.

En este marco general, el presente proyecto tiene como finalidad evaluar las condiciones para efectuar un uso eficiente de la energía en los transformadores, de tal manera que se contemplen: la minimización de pérdidas, la selección adecuada de la potencia y el régimen económico de funcionamiento. Pautas, que posibilite reducir consumos tanto a distribuidores, como a usuarios.

Como objetivo general se basa en la elaboración de las bases necesarias para efectuar el **Manejo Eficiente de la Energía Aplicada en Transformadores**.

Y los objetivos específicos son:

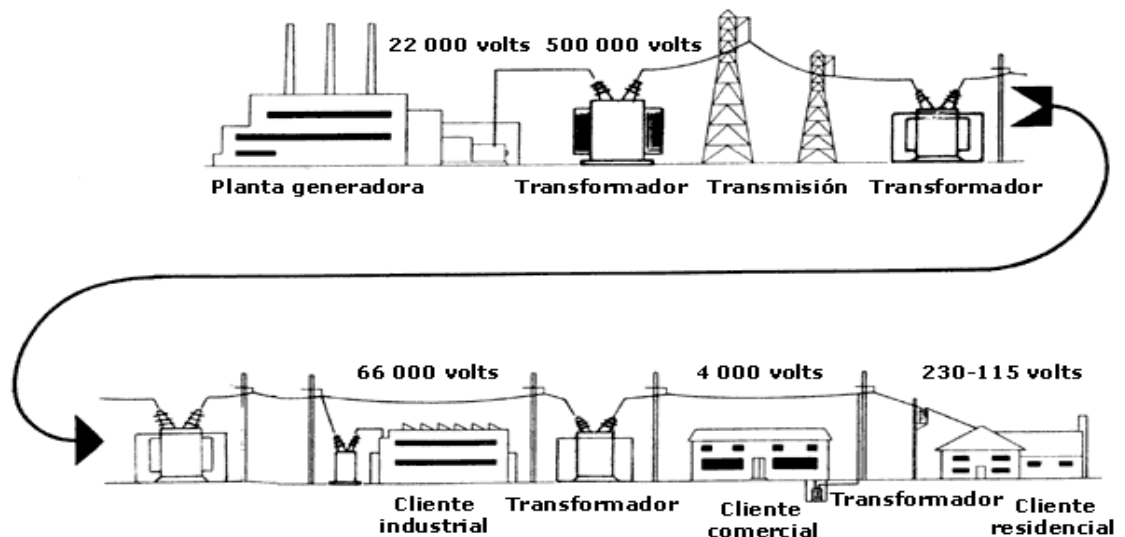
- Establecer los criterios necesarios para seleccionar adecuadamente un transformador.
- Analizar el comportamiento de la eficiencia en los transformadores y la relación con las pérdidas y el uso eficiente de la energía.
- Evaluar la selección óptima del transformador y su régimen de trabajo.
- Elaborar una herramienta de cálculo, software, para la selección y adecuada evaluación del transformador.

1. FUNDAMENTOS PARA LA APLICACIÓN DE TRANSFORMADORES

1.1 GENERALIDADES DEL TRANSFORMADOR

1.1.1 Definición. El transformador es una máquina eléctrica estática, es decir no tiene órganos en movimiento, cuyo funcionamiento se funda en el principio de la inducción electromagnética (Ley de Faraday-Neumann); entonces puede funcionar solamente en régimen variable y tiene un uso fundamental con régimen sinusoidal.

Figura 1. Sistema de distribución



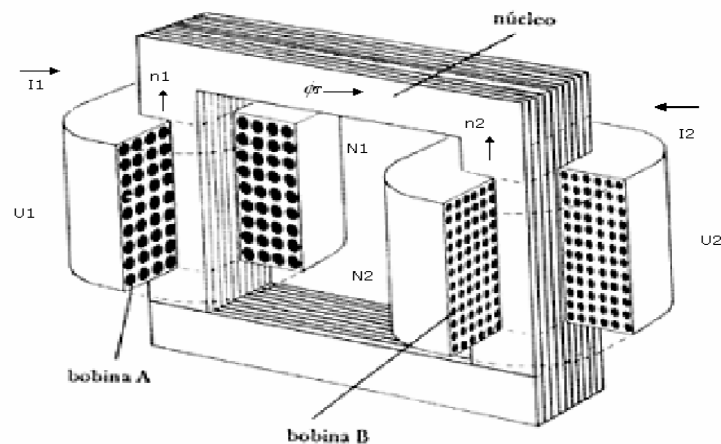
Esquema de un sistema de distribución de electricidad, desde la planta generadora hasta los diversos consumidores. Este sistema es posible gracias a los transformadores.

Los transformadores se construyen tanto monofásicos como trifásicos. Hasta cierto punto, (el término monofásico indica que dos líneas de potencia conforman una fuente de entrada). Esto significa que una transformación de tensión se logra con un devanado primario y un devanado secundario.

Los transformadores trifásicos están constituidos por un núcleo que tiene 3 columnas, sobre cada de ellas se encuentran los devanados primario y secundario de la misma fase. Estas conexiones de devanado primario pueden ser delta, en Y, y las conexiones del devanado secundario pueden ser iguales o distintas de aquellas que se usen entre las fases del primario.

U_{1n} Tensión nominal primaria. [V]
 U_{2n} Tensión nominal secundaria. [V]
 I_{1n} Corriente nominal primaria. [A]
 I_{2n} Corriente nominal secundaria. [A]
 P_n Potencia nominal. [VA]
 f_n Frecuencia nominal. [Hz]
 n Relación de transformación.

Figura 1.1 Núcleo Transformador



El transformador tiene un gran uso en aplicaciones tanto eléctricas como electrónicas. Entre los **usos más significativos** se pueden citar los siguientes:

- Para transportar de manera económica la potencia eléctrica es necesario recorrer con líneas de transmisión que funcionan con tensiones mucho mayores como las convenientes para los generadores sea las idóneas para la distribución en sus usos. La interconexión y el cambio de potencia, entre las partes del sistema eléctrico operantes a nivel de tensiones diferentes, se hace posible por transformadores capaces de elevar o reducir las amplitudes de las tensiones sin pérdidas significativas de potencia. Para tales aplicaciones se usan transformadores trifásicos de gran potencia.
- El nivel de tensión al cual los entes distribuidores proporcionan la energía eléctrica a los usuarios es a menudo diferente del exigido por los dispositivos que contienen en los aparatos eléctricos; también en este caso se obtiene la tensión oportuna por medio de transformadores.
- En los circuitos, especialmente electrónicos, puede ser necesario obtener el máximo de una transferencia de potencia con una carga determinada; también con este fin se puede utilizar un transformador que tiene la propiedad de realizar la adaptación de impedancia, este gran uso se lleva a cabo también para transferir potencia entre dos partes de una red eléctrica, manteniéndolas eléctricamente aisladas, se puede interponer un transformador.

1.2 VALORES NOMINALES

Un transformador real se caracteriza por valores especificativos de tensión y de corriente, de potencia y de frecuencia, denominados valores nominales, que constituyen las magnitudes para las cuales se tiene el funcionamiento óptimo de la máquina.

Los valores nominales de tensión y corriente tienen significado de valores eficaces. Si se exceden las tensiones nominales se pueden causar saturación magnética y deterioro dieléctricos de los aislamientos; si se exceden las corrientes nominales se pueden causar un excesivo recalentamiento de los bobinados y deterioros debidos a los esfuerzos electrodinámicos.

La potencia nominal tiene significado de potencia aparente y es por lo tanto medida en VA; está ligada a las tensiones nominales de las relaciones:

Transformadores monofásicos:

$$P_n = U_{1n} * I_{1n} = U_{2n} * I_{2n} \quad (1.0)$$

Transformadores trifásicos:

$$P_n = \sqrt{3} * U_{1n} * I_{1n} = \sqrt{3} * U_{2n} * I_{2n} \quad (1.1)$$

1.3 PRODUCCIÓN ACTUAL

Figura 1.2 Producción Actual



En la actualidad se produce unidades monofásicas desde 5 kVA hasta 500 kVA y trifásicos desde 15kVA hasta 2000 kVA, en niveles de tensión hasta 34.5 kV, de núcleo enrollado (Wound Core), inmersos en aceite, convencionales y tipo

pedestal, así como transformadores especiales multi-taps y de frecuencia variable, entre otros. También se fabrican grandes transformadores de Potencia. En esta línea de fabricación de transformadores se usan tecnologías:

- De ABB Finlandia, conocida dentro del grupo ABB como LDT (Large Distribution Transformers), aplicable a unidades desde 2 hasta 25 MVA con niveles de tensión hasta 72.5 kV.
- De ABB Suecia, para el diseño de transformadores de diferentes potencias con niveles de tensión hasta 230 kV.

Se ofrece una gama completa de transformadores conformes a normas ANSI, IEC y otras normas locales. Los transformadores secos y encapsulados tienen tensiones primarias de hasta 52 kV. Los transformadores con aislamiento líquido tienen tensiones primarias de hasta 72,5 kV.

1.3.1 Nuevas tecnologías. La configuración del núcleo en capas escalonadas garantizando valores más bajos de pérdidas sin carga, corriente de vacío y nivel de ruido. Gran capacidad para resistir sobrecargas debidas a la inercia térmica.

Lámina-disco de **aluminio** para el devanado de alta tensión (cobre opcional).

Gran resistencia a los sobrevoltaje mediante el devanado lámina-disco, lo que proporciona una distribución de la tensión lineal.

Transformadores de tipo Acorazado, es utilizado un diseño conceptual con una tecnología totalmente acreditada para fabricar transformadores de potencia que abarcan tensiones de hasta 525 kV.

La tecnología acorazada se ha implementado en **ABB Power Technology**. Supone una construcción sencilla, robusta y fiable. Todos los procesos y la calidad son supervisados por un sistema 6-Sigma. Los transformadores elevadores para generador de tipo acorazado poseen la habilidad natural de soportar las solicitaciones provocadas por los cortocircuitos y por el transporte y presentan una compacidad excepcional. La flexibilidad en el diseño nos permite adaptar los transformadores existentes tanto mecánica como eléctricamente y suministrar recambios para transformadores con relaciones de transformación múltiples para distintas centrales generadoras.

1.3.2 El Politrafo. Este transformador está diseñado para operar con múltiples tensiones en los lados de alta, baja y terciario, que le permite ser utilizado en diferentes subestaciones de la red, a diferentes tensiones.

La impedancia y la potencia máxima del Politrafo se calculan de modo que cubra el mayor número posible de aplicaciones.

El Politrafo puede ser monofásico o trifásico. Su diseño compacto y su flexibilidad lo hace un transformador universal, adaptable a cualquier red de transmisión eléctrica.

Figura 1.3 El Politrafo



Politrafo de 450 MVA, 400 kV en la plataforma de ensayo.

Este transformador está diseñado para operar con múltiples tensiones en los lados de alta, baja y terciario, que le permite ser utilizado en diferentes subestaciones de la red, a diferentes tensiones.

1.3.3 Transformadores secos encapsulados ANSI. Se ofrece una gama completa de transformadores secos con tensiones primarias de hasta 52 kV conformes a normas ANSI.

Para minimizar la contaminación ambiental y el peligro de incendio, los clientes especifican cada vez con mayor frecuencia transformadores secos. Estos transformadores cumplen parámetros estrictos en lo que respecta a las exigencias de la red eléctrica y están en funcionamiento en áreas con condiciones climáticas extremas. Los transformadores secos encapsulados están prácticamente exentos de mantenimiento y se fabrican de conformidad con normas industriales e internacionales, incluida la ISO 9001.

Figura 1.4 Transformador encapsulado



Transformadores de tipo seco encapsulado al vacío ABB **para aplicaciones marítimas**. AFWF (aire forzado/aguaforzada) refrigeración mediante hidroenfriamiento. Diseño y fabricación aprobados por LLOYD'S Shipping Register, Bureau Veritas, DNV, RINA, ABS

Los transformadores para subestaciones disponen de aisladores de primario y secundario montados en la tapa del transformador y permiten la incorporación de conmutadores de tomas en tensión (LTC). Por regla general, se conectan directamente a las líneas aéreas de la compañía eléctrica. El acreditado diseño ofrece una excelente resistencia mecánica demostrada a lo largo de años de servicio y de ensayos especiales. Se utiliza un proceso de secado del aislamiento por calentamiento a baja frecuencia, en el cual el aislamiento se seca en su propia cuba, no quedando nunca expuesto a la atmósfera una vez se seca.

Los transformadores de distribución **(316 hasta 5000kVA)** en esta gama de tamaños se utilizan para reducir altas tensiones trifásicas a bajas tensiones para

distribución eléctrica principalmente en áreas metropolitanas y para aplicaciones industriales. Los transformadores en versiones estándar son trifásicos y pueden instalarse tanto en intemperie como en interior. Los transformadores de distribución están herméticamente sellados (la cuba está completamente llena de aceite) o equipados con un depósito de expansión del aceite. Las flexibles paredes corrugadas de la cuba hacen posible una refrigeración suficiente del transformador, compensando las variaciones del volumen de aceite durante su explotación. Una ventaja de los transformadores herméticamente cerrados es que el aceite nunca está en contacto con la atmósfera, haciendo de estos modos innecesarios los análisis periódicos del aceite. Estos productos se fabrican en plantas con certificación ISO 9001 e ISO 14001.

Figura 1.5 Núcleo magnético

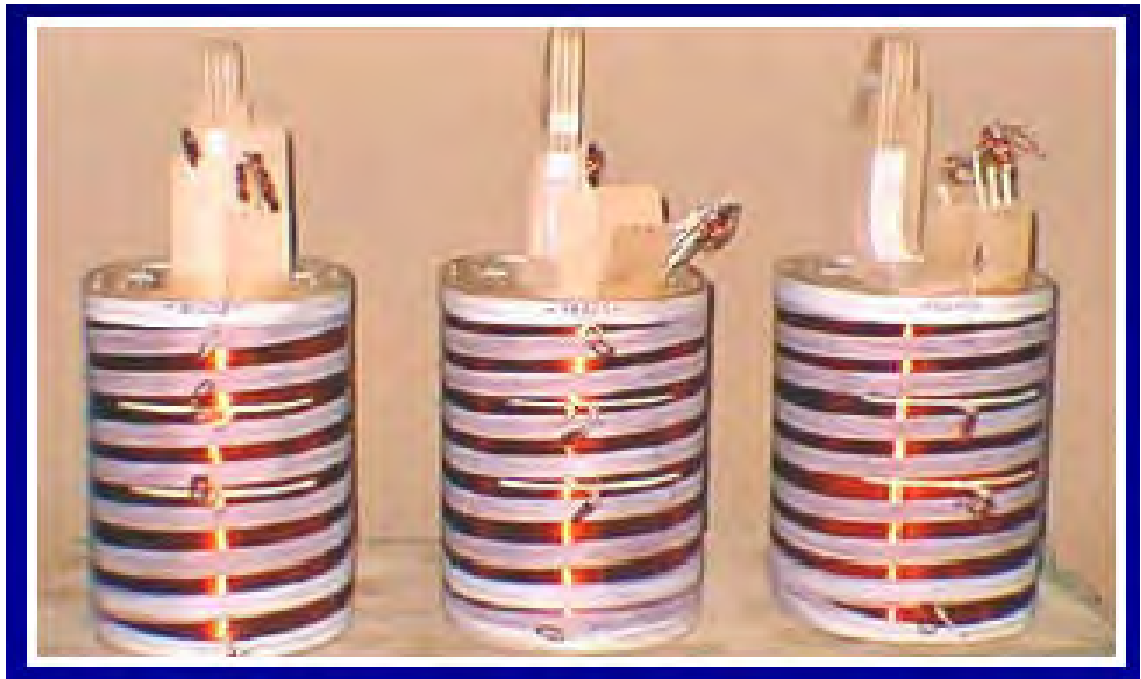


El núcleo magnético

Los núcleos se fabrican con chapas magnéticas de acero al silicio de grano orientado, laminadas en frío, protegidas con material aislante inorgánico resistente al aceite. En el diseño del núcleo, se tienen en cuenta factores tan importantes como las pérdidas, vibraciones, estabilidad térmica, etc. Tras el corte computerizado de la chapa magnética, se efectúa el apilado de las láminas con gran cuidado para prevenir cualquier tensión mecánica, deformación o contaminación.

Los devanados están hechos con conductores de cobre electrolítico de alta calidad (platina, cable transpuesto,..) enrollados en numerosas configuraciones: discos, hélices, etc. La selección de configuración y conductor, tiene en cuenta una gran variedad de factores, como son la economía y la garantía de pérdidas, así como la tensión dieléctrica y mecánica.

Figura 1.6 Los Devanados



Cu de alta pureza 99.9%. Aislamiento de Platina con Papel Kraft., Aislamiento de alambre doble esmaltado. Clase H. Alta resistencia mecánica.

1.3.4 Otros Nuevos Productos de Transformadores. Existen en el mercado nueva gama de productos, mejorando las características actuales, para una buena eficiencia, como son:

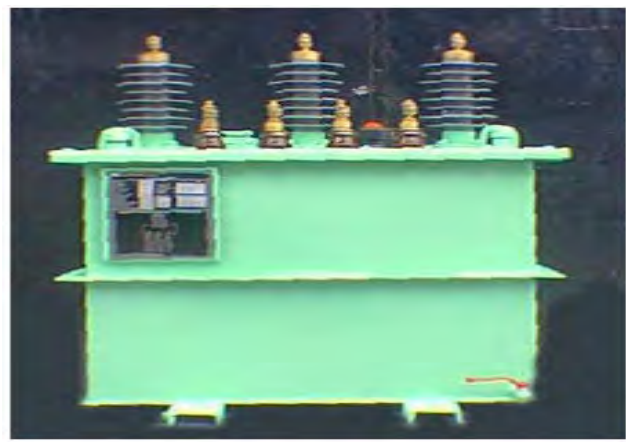
- Transformadores diseñados para cargas no lineales.
- Atenuación del ruido a altas frecuencias mediante una Pantalla Faraday.
- Pérdidas mínimas.
- Capacidad mayor que los secos convencionales.
- Uso exterior con cajuela de protección IP66, NEMA 4R.

- Uso Interior con cajuela de protección IP53, NEMA 3R.

Figura 1.7 Transformadores Tipo-k Secos de baja tensión



Figura 1.8 Transformador Ecológico



- Diseño Compacto
- Fluido de silicona 561.
- Desempeño superior en zonas alta polución.
- Clase H (180° C).
- Mayor Capacidad de Sobrecarga continua.
- Aisladores Poliméricos con larga línea de fuga.
- Expectativa de vida superior.
- Mantenimiento mínimo.
- Ideal para trabajar con alto contenido de armónicos.

1.4 PERDIDAS DEL TRANSFORMADOR

1.4.1 Pérdidas en el circuito magnético (P₀). Estas son las pérdidas en vacío o pérdidas en el hierro, y no dependen de la carga aplicada al transformador. Este dato lo suministra el fabricante.

1.4.2 Pérdidas por efecto joule en devanados (P_{CU}). Se originan por la resistencia existente en los devanados y también se les llaman pérdidas en el cobre o de cortocircuito. Varían con el cuadrado de la corriente.

Conociendo estas pérdidas en condiciones nominales P_{CC}, cuando el transformador funcione con un índice de carga C, las pérdidas en el cobre serán:

$$P_{cu} = C^2 * P_{cc} \quad (1.2)$$

Donde:

C = Índice de carga del transformador.

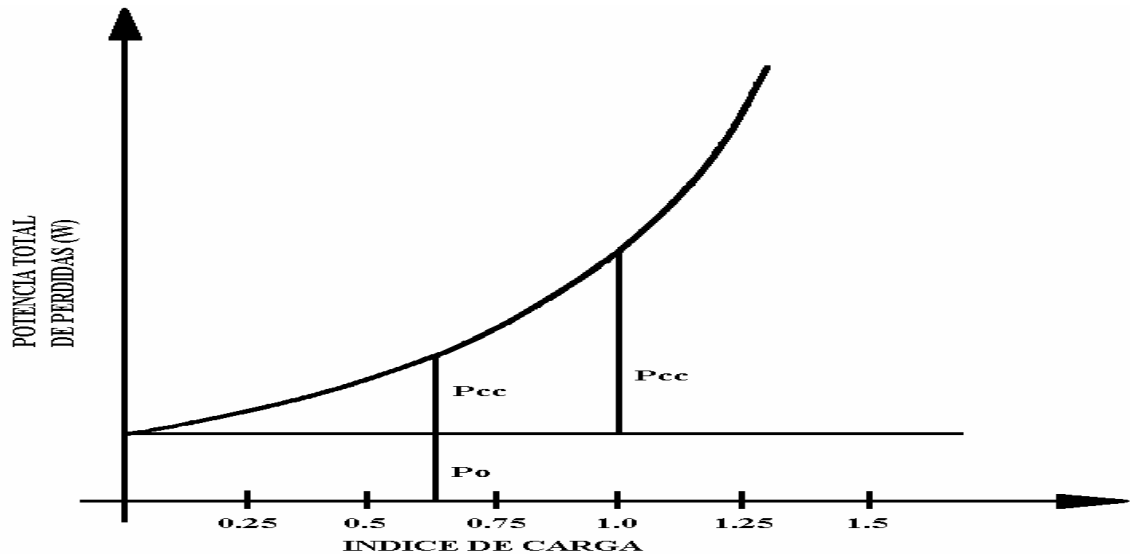
P_{cc} = Pérdidas de corto circuito del transformador.

P_{cc} = Es suministrado por el fabricante.

Las pérdidas totales de un transformador a un índice de carga C, son:

$$P_{\text{perdidas}} = P_o + P_{cu} = P_o + C^2 * P_{cc} \quad (1.3)$$

Figura 1.9 Pérdidas en un transformador en función del índice de carga



1.5 TENSIÓN NOMINAL DE CORTOCIRCUITO (V_Z)

Es la tensión que se debe aplicar a un devanado, teniendo el otro devanado en cortocircuito, para hacer circular corriente nominal por ambos devanados.

Normalmente se expresa en porcentaje.

La tensión V_Z tiene dos componentes.

V_r o tensión resistiva y V_x o tensión reactiva.

1.5.1 Regulación de tensión bajo carga. Es la diferencia entre la tensión nominal de un devanado y la tensión del mismo devanado bajo condiciones de carga.

Esta diferencia se presenta cuando en los otros devanados se tiene tensión nominal.

La regulación se expresa como un porcentaje del voltaje nominal.

Teniendo V_Z y V_R en porcentaje, entonces la regulación es:

$$V_X = \sqrt{V_z^2 - V_R^2} \quad (1.4)$$

Donde:

$$V_R = \frac{P_{cc}}{I_n^2} \quad (1.5)$$

$$V = V_X * \text{Sen} \phi + V_R * \text{Cos} \phi + \frac{(V_X \text{Cos} \phi - V_R * \text{Sen} \phi)^2}{200} \quad (1.6)$$

Cuando $\text{Cos} \phi = 1$, y llamando:

$$\rho = V_X \text{Sen} \phi + V_R \text{Cos} \phi \quad (1.7)$$

$$\sigma = V_X \text{Cos} \phi - V_R \text{Sen} \phi \quad (1.8)$$

Se tiene que:

$$V = \rho + \frac{\sigma^2}{200} \quad (1.9)$$

1.5.2 Rendimiento de transformadores índice óptima de carga. La potencia en el secundario de un transformador es:

$$P_2 = \sqrt{3} * V_2 * I_2 * \text{Cos} \phi_2 \quad (1.10)$$

Donde:

V_2 = Tensión en bornes del secundario.

$$I_2 = C * I_{n2} \quad (1.11)$$

ϕ_2 = El ángulo de carga

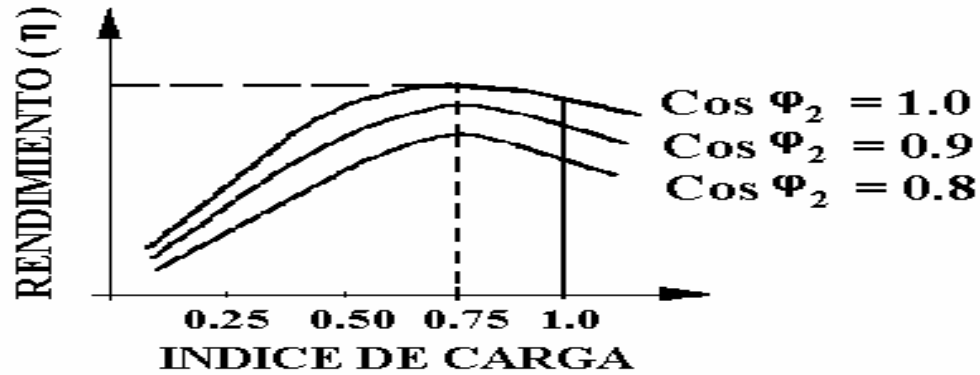
Por lo tanto el rendimiento del transformador será:

$$\eta = \frac{\sqrt{3} * V_2 C * I_{N2} \cos \phi_2}{\sqrt{3} * V_2 * C * I_{N2} \cos \phi_2 + P_0 + C^2 * P_{CC}} \quad (1.12)$$

Para un índice de carga constante, el rendimiento depende del factor de potencia de la carga conectada en el secundario.

Para un factor de potencia fijo, el rendimiento varía con el índice de carga.

Figura 1.10 Óptimo de carga



En la figura se observa que existe un índice de carga C , al cual presenta el máximo rendimiento del transformador; el rendimiento máximo se obtiene las pérdidas en vacío son iguales a las pérdidas con carga.

$$P_0 = C^2 * P_{CC} \quad (1.13)$$

Es decir, el máximo rendimiento se presenta cuando las pérdidas en el hierro son iguales a las pérdidas en el cobre.

Por lo tanto:

$$C = \sqrt{\frac{P_0}{P_{CC}}} \quad (1.14)$$

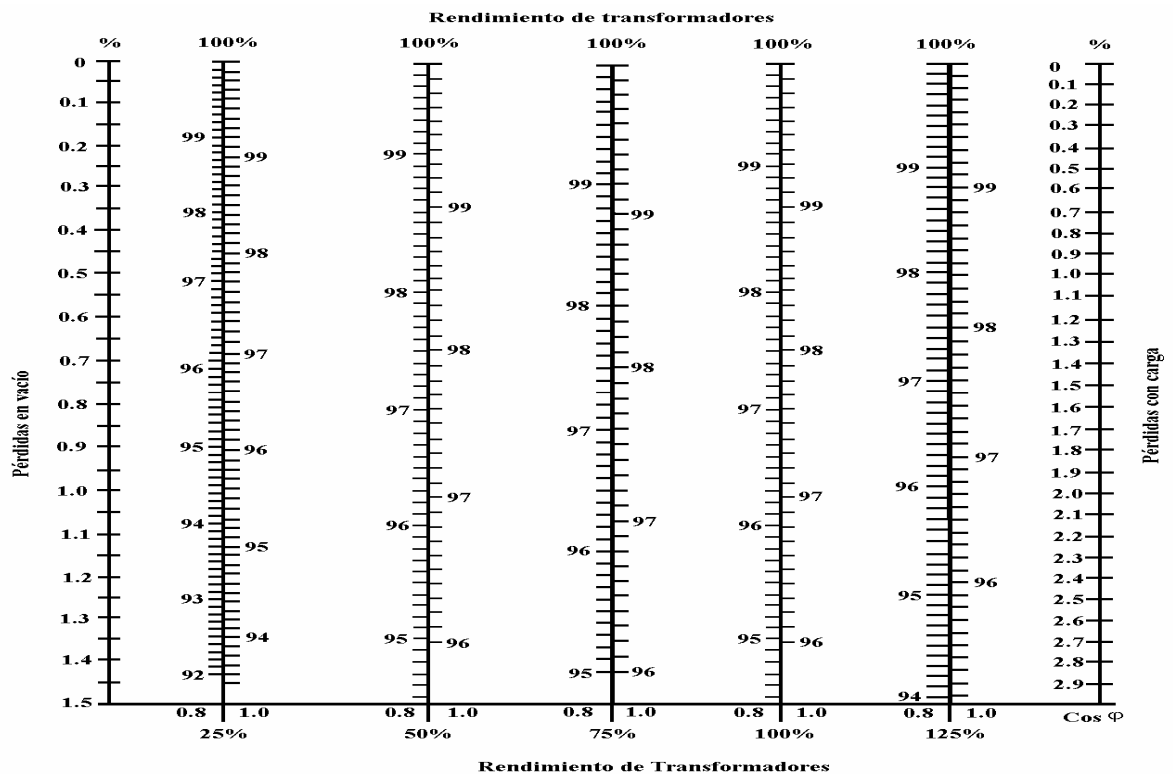
Esta relación varía con cada fabricante.

La expresión del rendimiento se puede escribir de otra forma para evitar calcular V_2 para cada factor de potencia del secundario y para cada índice de carga C .

Por lo tanto se puede escribir una ecuación aproximada para calcular el rendimiento:

$$\eta(\%) = 100 - \frac{P_o + C^2 * P_{cc}}{C * S_N \cos \phi_2 + P_o} \quad (1.15)$$

Figura 1.11 Rendimiento de transformadores



1.5.3 Rendimiento diario. El rendimiento diario da una idea de lo económico que es el transformador:

$$\eta_d = \left(\frac{\text{energía suministrada}}{\text{energía absorbida}} \right) * 100 \quad (1.16)$$

La energía absorbida es igual a la energía suministrada más las pérdidas en vacío y sin carga.

Las pérdidas en vacío siempre están presentes, aunque no exista carga.

Las pérdidas en carga dependen de la energía suministrada a los usuarios.
Por lo tanto el rendimiento será:

$$\eta d = \frac{Pa * t}{Pa * t + 24 * Po + Pcc * t} * 100 \% \quad (1.17)$$

Donde:

t es el tiempo durante el cual se suministra la potencia activa (Pa) en forma constante.

Las pérdidas de carga se calculan así:

$$Pcc = I^2 * Re \quad (1.18)$$

Re = Se determina por la caída de tensión Vr.

Se usan dos métodos para determinar las pérdidas totales con carga:

Si entre varios intervalos se toman lecturas de corriente (I_1, I_2, \dots, I_N),
Entonces:

$$I^2 p = \frac{I_1^2 + I_2^2 + \dots + I_N^2}{N} \quad (1.19)$$

Entonces:

$$\eta d = \frac{Pa * t}{Pa * t + 24 * Po + I^2 p * Re} \quad (1.20)$$

Si se trabaja por horas se puede decir que:

$$(Pa * t)_{total} = Pa_1 * t_1 + Pa_2 * t_2 + \dots + Pa_n * t_n \quad (1.21)$$

$$(Pcc)_{total} = Re (I_1^2 * t_1 + I_2^2 * t_2 + \dots + I_n^2 * t_n) \quad (1.22)$$

1.5.4 Impacto de armónicos de Corriente y Tensión en Transformadores. Los transformadores se diseñan para entregar la potencia requerida a las cargas conectadas con un mínimo de cargas operando a la frecuencia fundamental, la distorsión armónica de la corriente en particular y también la de voltaje, contribuyen en forma significativa al calentamiento para diseñar un transformador de potencia que pueda trabajar con frecuencias mayores que la fundamental.

Los transformadores en instalaciones que contienen cargas no lineales, pueden ver las corrientes de las cargas con contenido de armónicas, esto produce pérdidas más altas en el transformador, debido a corrientes circulantes en los conductores de los devanados y partes estructurales, dando como resultado temperaturas de operación mayores que las normales. Como resultado de esto, la vida esperada de los transformadores se puede reducir sensiblemente.

Origen de los Armónicos. En general, los armónicos son producidos por cargas no lineales, lo cual significa que su impedancia no es constante (está en función de la tensión). Estas cargas no lineales a pesar de ser alimentadas con una tensión sinusoidal absorben una intensidad no sinusoidal, pudiendo estar la corriente desfasada un ángulo φ respecto a la tensión. Para simplificar se considera que las cargas no lineales se comportan como fuentes de intensidad que inyectan armónicos en la red.

Las cargas armónicas no lineales más comunes son las que se encuentran en los receptores alimentados por electrónica de potencia tales como: variadores de velocidad, rectificadores, convertidores, etc. Otro tipo de cargas tales como: reactancias saturables, equipos de soldadura, hornos de arco, etc., también inyectan armónicos. El resto de las cargas tienen un comportamiento lineal y no generan armónicos inductancias, resistencias y condensadores.

Existen dos categorías generadoras de armónicos. La primera es simplemente las cargas no lineales en las que la corriente que fluye por ellas no es proporcional a la tensión. Como resultado de esto, cuando se aplica una onda sinusoidal de una sola frecuencia, la corriente resultante no es de una sola frecuencia.

Transformadores, reguladores y otros equipos conectados al sistema pueden presentar un comportamiento de carga no lineal y ciertos tipos de bancos de transformadores multifase conectados en estrella-estrella con cargas desbalanceadas o con problemas en su puesta a tierra. Diodos, elementos semiconductores y transformadores que se saturan son ejemplos de equipos generadores de armónicos, estos elementos se encuentran en muchos aparatos eléctricos modernos. Invariablemente esta categoría de elementos generadores de armónicos, lo harán siempre que estén energizados con una tensión alterna.

Estas son las fuentes originales de armónicos que se generan sobre el sistema de potencia.

El segundo tipo de elementos que pueden generar armónicos son aquellos que tienen una impedancia dependiente de la frecuencia. Para entender esto más fácilmente mencionaremos algunos conceptos previos.

1.5.4.1 Efecto de los Armónicos sobre los Transformadores. En los transformadores existirán pérdidas suplementarias debido al efecto pelicular, el cual provoca un incremento de la resistencia del conductor con la frecuencia, también habrá un incremento de las pérdidas por histéresis y las corrientes de eddy o Foucault (en el circuito magnético).

El calentamiento debido a pérdidas adicionales en máquinas y transformadores mas las pérdidas adicionales en el estator (cobre y hierro) y principalmente en el rotor (devanado de amortiguamiento, y circuito magnético) de máquinas causadas por la diferencia considerable en velocidad entre el campo rotatorio inducido por los armónicos y el rotor.

En los transformadores existirán pérdidas suplementarias debido al efecto pelicular, el cual provoca un incremento de la resistencia del conductor con la frecuencia, también habrá un incremento de las pérdidas por histéresis y las corrientes de eddy o Foucault (en el circuito magnético).

Aunque los transformadores son dimensionados para la operación con cargas de 60 Hz, cuando estos alimentan cargas no lineales evidencian un incremento notable en sus pérdidas; tanto en las de núcleo como las de cobre.

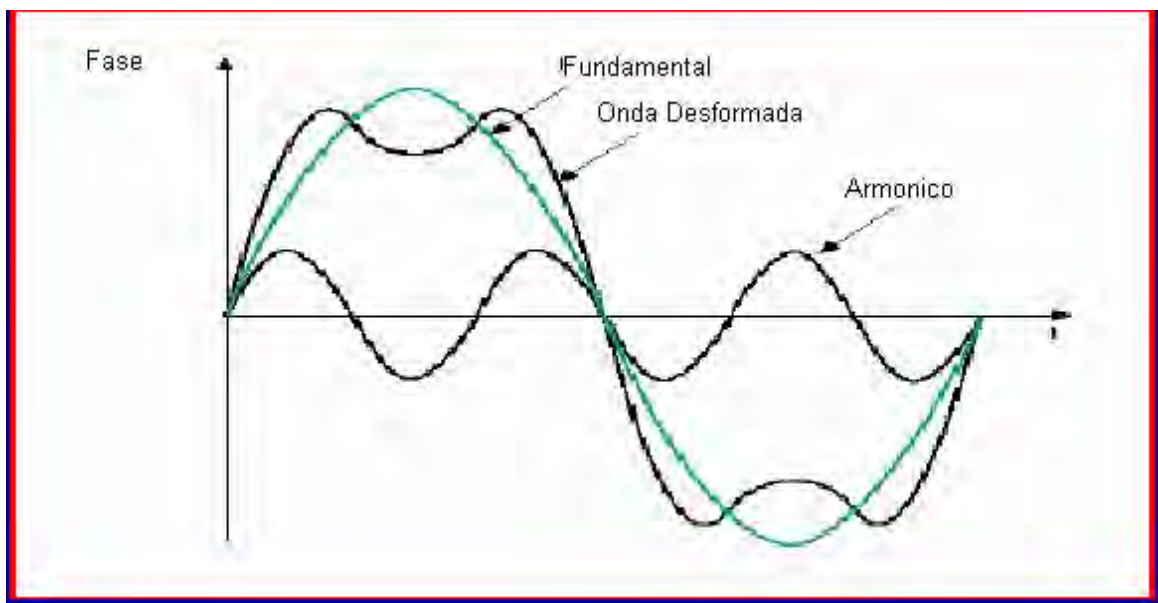
Corrientes armónicas de frecuencias más altas provocan pérdidas de núcleo incrementadas en proporción al cuadrado de la corriente de carga rms y en proporción al cuadrado de frecuencia debido al efecto pelicular. El incremento en las pérdidas de cobre se debe a la circulación de corrientes armónicas de secuencia positiva y negativa transportadas en los conductores de fase provenientes de cargas generadoras de armónicos monofásicas y trifásicas, y a la circulación de las corrientes armónicas triples de secuencia cero que son transportadas en los conductores neutros desde las cargas monolineales generadoras de armónicos.

Los armónicos triples de secuencia cero se suman algebraicamente en el neutro y pasan a través del sistema de distribución hasta que alcanzan un transformador conectado en delta-estrella. Cuando las corrientes de neutro de armónicos triples alcanzan un transformador delta-estrella la misma es reflejada dentro del

devanado primario en delta donde circula y causa sobrecalentamiento y fallas en el transformador.

Como regla general, un transformador en el que la corriente de distorsión excede el 5%, es un candidato a ser degradado por efecto de armónicos.

Figura 1.12 Efecto de Armónico



Flujo de potencia armónico. El flujo de potencia armónico de sus fuentes de generación a través del sistema de potencia hacia las cargas, obedece exactamente las mismas leyes que para la frecuencia de 50 y 60 ciclos. Los armónicos atraviesan los transformadores, motores de todo tipo y la mayoría de otros equipos con una pequeña atenuación. La excepción son los equipos contruidos específicamente para bloquear o absorber la distorsión armónica, como ciertos tipos de combinación de transformadores conectados en delta-estrella, que fuerzan a ciertas armónicas a cancelarse ellas mismas por diferencias de fase.

Límites de distorsión armónica. Se limitan, para una distribución de energía eléctrica normal, los valores admisibles del contenido de armónicos. Las normas de vigente aplicación son:

UNE 21248/6-1996. El contenido de armónicos H en porcentaje. (UNE Norma española: equivalente al TDH-F definido en la literatura anglosajona), se define como:

$$H \% = 100 \sqrt{\sum_{n=2}^{n=N} \left(\frac{I_n^2}{I_1} \right)} \quad (1.23)$$

Donde:

I₁ es la componente fundamental de la corriente (de frecuencia 50 Hz)

I_n es el armónico enésimo de la corriente.

N es el máximo orden de armónico a considerar. La norma no especifica este número. Algunos fabricantes consideran hasta el armónico 15, otros hasta el 25 e incluso hay quienes toman hasta el 50.

IEEE 519 (revisada).

CEI 555. (CEI comisión electrónica internacional) esta norma esta aprobada por el CENELEC (comité Europeo de Normalización Electrotecnia)

Algunas normas nos dicen, que los valores admisibles para el contenido de armónicos total y de orden par de la corriente de carga se limitan al 5% y 10% respectivamente. Y la representan en las siguientes tablas de límites de armónicos:

Tabla 1. Límites de Corrientes Armónicas Norma IEEE 519

♦ **IEEE 519 (revisada).**

	Armónicos impares					
I_{SC} / I_L	<11	11-17	17-23	23-35	>35	TDD
<20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0%
20-50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0%
50-100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0%
100-1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0%
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0%

Límites de corrientes armónicas en punto de acoplamiento común.

I_{SC} = corriente de cortocircuito disponible en el punto de acoplamiento común.

I_L = máxima corriente fundamental demandada.

TDD = Distorsión total de demanda.

Tabla 1.1 Límites de Corrientes Armónicas CEI 555

♦ **CEI 555.** La norma indica como límites los valores de la tabla.

Límites de corrientes armónicas. CEI 555.			
Armónicos impares (n)	Clase A (A)	Clase D absoluto (A)	Clase D relativo (mA/W)
3	2,30	1,08	3,6
5	1,14	0,60	2,0
7	0,77	0,45	1,5
9	0,44	0,30	1,0
11	0,33	0,18	0,6
13	0,21	0,15	0,51
15 al 39	$0,15 \times (8/n)$	$0,18 \times (11/n)$	$0,2 \times (11/n)$
Armónicos pares			
2	1,08	0,3	1
4	0,43	0,15	0,5
6	0,3	-	-
8 al 40	$0,23 \times (8/n)$	-	-

1.5.4.2 El Factor K en los Transformadores para las Cargas con Armónicos.

El Factor K es un indicador de la capacidad del transformador para soportar contenido armónico mientras se mantiene operando dentro de los límites de temperatura de su sistema de aislamiento.

Se estima que el calentamiento de los transformadores debido a las armónicas es directamente proporcional al cuadrado de la armónica multiplicado por las pérdidas que esta produce, de esta manera aparece el factor K el cual es aplicado a transformadores.

Este factor K viene especificado en los datos de placa de algunos transformadores, indicando la capacidad del transformador para alimentar cargas no lineales sin exceder la temperatura de operación a la cual están diseñados.

Si se analizan en detalle los datos ofrecidos por los fabricantes de transformadores se encuentra que estos se fabrican con diferentes relaciones de pérdidas. En dependencia de la relación de pérdidas se determina el estado de carga óptimo de un transformador.

Los transformadores de baja relación tienen su máxima eficiencia más próxima a plena carga. Aquellos de alta relación tienen su máxima eficiencia a cargas parciales inferiores a la nominal.

El factor K, lo podemos calcular de acuerdo a la siguiente formula:

$$K = \sqrt{1 + \frac{e}{1 + e} \left(\frac{I_1}{I} \right)^2 \sum_{n=2}^{n=N} \left[n^q \left(\frac{I_n}{I_1} \right)^2 \right]} \quad (1.24)$$

Donde:

e - pérdidas por corrientes de Foucault debidas a la corriente sinusoidal a la frecuencia fundamental, divididas por las pérdidas debidas a una corriente continua igual al valor eficaz de la corriente sinusoidal, ambas a la temperatura de referencia. Este valor lo proporciona el fabricante del transformador y suele valer 0,3.

n - orden del armónico.

I – valor eficaz de la corriente sinusoidal y, en el otro caso, la de la corriente no sinusoidal, conteniendo todos los armónicos.

I_n – es la corriente del enésimo armónico (amplitud o valor eficaz).

I_1 - es la corriente fundamental (amplitud o valor eficaz).

q – es una constante exponencial que depende de los arrollamientos y de la frecuencia. Pueden usarse los siguientes valores:

- 1,7 para transformadores con conductores redondos o rectangulares en los arrollamientos de baja tensión y la alta tensión.
- 1,5 Para transformadores con conductores de lámina en baja tensión.

Existen en el mercado analizadores de armónicos que proporcionan tanto la distorsión armónica como el factor K.

En la **tabla 1.2** se muestra el cálculo de la K de una carga conociendo su contenido en armónicos.

Tabla 1.2 Factor K carga no lineal

Cálculo del factor K de una carga no lineal					
n (nº de armónico)	I_n (corriente de carga no lineal)	$(I_n)^2$	$i_n = (I_n) / (\sum I_n^2)^{1/2}$	$(i_n)^2$	$(i_n)^2 n^2$
1	100.0%	1.000	0.792	0.626	0.626
3	65.7	0.432	0.520	0.270	2.434
5	37.7	0.142	0.298	0.089	2.226
7	12.7	0.016	0.101	0.010	0.495
9	4.4	0.002	0.035	0.001	0.098
11	5.3	0.003	0.042	0.002	0.213
13	2.5	0.001	0.020	0.000	0.066
15	1.9	0.000	0.015	0.000	0.051
17	1.8	0.000	0.014	0.000	0.059
19	1.1	0.000	0.009	0.000	0.027
21	0.6	0.000	0.005	0.000	0.010
23	0.8	0.000	0.006	0.000	0.021
25	0.4	0.000	0.003	0.000	0.006
Total		1.596		1.00	6.33

La **tabla 1.3** muestra el resultado de las mediciones hechas en un centro típico de cálculo cuando la conexión de la fuente de alimentación de los ordenadores se conecta entre línea y neutro, entre dos líneas y considerando el conjunto de cargas.

Tabla 1.3 Factor K conjunto de cargas

	Línea-neutro (A)	Línea-línea (A)	Conjunto (A)
Fundamental	0.65	0.82	0.92
Armónico 3º	0.52	0.0	0.26
Armónico 5º	0.42	0.49	0.23
Armónico 7º	0.29	0.29	0.13
Armónico 9º	0.13	0.0	0.06
Armónico 11º	0.12	0.074	0.06
Armónico 13º	0.098	0.033	0.04
Total (eficaz)	1.0	1.0	1.0
THD	116%	70%	42%
Relación de corriente de neutro y de fase	1.61	0.0	0.80
Distorsión de factor de potencia	0.65	0.82	0.92
Desclasificación típica de transformador estándar	69-79%	71-81%	88-93%
Factor K	16	12	5

Debido a el factor K de armónicos, se han desarrollado tecnologías para solucionar estos problemas y aparecen entonces los transformadores de “factor K” para evitar los anteriores inconvenientes. Presentan algunas peculiaridades constructivas respecto de los convencionales que son:

- Sobredimensionamiento de los conductores primarios para soportar las corrientes de circulación reflejadas de los armónicos “triples”.
- Las secciones del neutro y sus conexiones se dimensionan para una corriente doble de la de línea.

- El núcleo está diseñado para una menor densidad de flujo. Se emplea menor cantidad de material, pero de mejor calidad, por ejemplo acero magnético M6.
- Las pérdidas por corrientes de Foucault en los conductores de los transformadores se pueden reducir empleando varios conductores paralelos aislados entre sí. A veces se utilizan conductores de tipo fleje y otras técnicas de interpolación y transposición de conductores.
- Tienen una capacidad térmica especial.

Las pruebas de asignación del factor K a un transformador lo realiza Underwriter Laboratories, no el fabricante.

El criterio para establecer la clasificación es el siguiente: Inicialmente se prueba al transformador con una corriente sinusoidal de 60Hz para determinar las pérdidas en los devanados y en el núcleo. Del total de las pérdidas en los arrollamientos se restan las debidas al I^2R , calculadas a 60Hz, y de este modo se deducen las pérdidas de dispersión que se consideran fundamentalmente producidas por corrientes de Foucault.

Si el transformador es adecuado para un factor K determinado, las pérdidas por dispersión se multiplican por ese factor K y se suman a las debidas al efecto Joule a 60Hz. Si la elevación de la temperatura media en los devanados no supera la nominal el transformador es marcado como válido para trabajar con cualquier carga no lineal de ese o menor factor K.

Los valores de K para transformadores catalogados por U.L. son: 1, 4, 9, 13, 20, 30 y 40.

2. MÉTODOS PARA LA SELECCIÓN DE LA POTENCIA DE TRANSFORMADORES

2.1 SELECCIÓN DE LA POTENCIA DE LOS TRANSFORMADORES

2.1.1 Aspectos generales. El cálculo o diseño de transformadores se puede decir que es un aspecto suficientemente tratado, en el que intervienen algunas variantes dependiendo del tipo de transformador y de los materiales empleados. En la actualidad los fabricantes de transformadores a gran escala, disponen por lo general de programas por computadora para diseño y de laboratorio apropiados para prueba.

No obstante, los conceptos básicos del cálculo de transformadores se deben conocer por las personas relacionadas con las máquinas eléctricas, ya que esto no solo permite una mejor comprensión de su funcionamiento, sino también se está en posibilidad de entender mejor las posibles fallas que tienen y su reparación.

Las normas para transformadores cuando hablan de potencia nominal, se refieren a una potencia que es el producto de la corriente por el voltaje en vacío. La potencia nominal es por lo tanto una “potencia aparente” que es la misma, ya sea que se considere el devanado primario o el devanado secundario. La razón de esta definición que es sólo convencional, se debe al hecho de que se caracteriza a la máquina desde el punto de vista del dimensionamiento. Las prestaciones de una máquina eléctrica están limitadas por el calentamiento de sus componentes, las cuales están causadas por las pérdidas que tiene. En particular, en un transformador se tienen las pérdidas en el núcleo y las pérdidas en los devanados.

La potencia aparente que puede soportar el transformador en funcionamiento continuo sin sobrepasar los límites de calentamiento es:

$$S_N = \sqrt{3} V_N * I_N \quad (2.0)$$

Como el transformador no siempre funciona bajo condiciones nominales, entonces se debe establecer el índice de carga **C**:

$$C = \frac{I_1}{I_{N1}} = \frac{I_2}{I_{N2}} \quad (2.1)$$

Este índice de carga se relaciona con las pérdidas en el transformador.

Si $C \leq 1$ El transformador funciona descargado.

Si $C > 1$ El transformador estará funcionando sobrecargado.

Para el núcleo magnético, las pérdidas dependen de la inducción magnética B , la cual es proporcional a la tensión inducida, en los devanados, las pérdidas son proporcionales al cuadrado de la corriente. La prueba de corto circuito del transformador, permite obtener las pérdidas a plan carga con los devanados, a partir de éstas se pueden calcular para cualquier otro valor de carga.

La llamada prueba de “**circuito abierto**” en el transformador, permite obtener el valor de las llamadas pérdidas en vacío o pérdidas en el núcleo, que como se mencionó, consisten de dos partes, las pérdidas por histéresis y las pérdidas por corriente circulantes. En la prueba de circuito abierto, el devanado que se alimenta es por lo general el de bajo voltaje, debido a que resulta el más conveniente para la medición.

En los sistemas industriales de suministro eléctrico, la potencia de los transformadores debe garantizar, en condiciones normales, la alimentación de todos los consumidores o receptores.

En la **selección** de la **potencia** de los transformadores, se debe tratar de obtener tanto el régimen de trabajo económicamente útil, como la alimentación de reserva de los consumidores. Además, la carga de los transformadores en condiciones nominales no debe (por calentamiento) conducir al acortamiento de su tiempo de vida útil. La **capacidad** del transformador debe garantizar la demanda indispensable de potencia durante el periodo posterior a la desconexión del transformador averiado, en dependencia de los requerimientos presentados por los consumidores.

Como regla general, todas las instalaciones, de año en año, aumentan su producción y se amplían, ya por la construcción de nuevas áreas de producción o por la utilización más racional de las existentes. Ya sea por una causa o por otra, la potencia eléctrica demandada por la producción industrial suele crecer. Por ello es conveniente, para tomar en cuenta el crecimiento de la demanda de potencia, prever la posibilidad del incremento de potencia de las subestaciones a través del cambio de los transformadores por otros más potentes; esto es, prever la posibilidad de la instalación de transformadores mayores en un grado de potencia estándar. Por ejemplo, si se instalan dos transformadores de 6300 kVA los existentes y los restantes elementos, la instalación debe posibilitar la instalación

de dos transformadores de 10000 kVA sin la modificación de la subestación existente.

2.1.2 Selección de la potencia de los transformadores teniendo en cuenta la sobrecarga. Es conveniente seleccionar la potencia de los transformadores teniendo en cuenta su capacidad de sobrecarga. El no prestar atención a la capacidad de sobrecarga del transformador, significa depender innecesariamente de la capacidad nominal. Esta capacidad de sobrecarga se determina en dependencia del gráfico de carga del transformador en cuestión.

La magnitud y duración de las corrientes de falla son de una importancia extrema estableciendo una práctica coordinada de protección para los transformadores, tanto los efectos térmicos como mecánicos de las corrientes de falla deberán ser considerados. Para las magnitudes de las corrientes de falla cerca a la capacidad de diseño del transformador, los efectos mecánicos son más importantes que los efectos térmicos. Con magnitudes bajas de corriente de falla acercándose al valor de sobrecarga, los efectos mecánicos asumen menos importancia, a menos que la frecuencia de la ocurrencia de falla sea elevada. El punto de transición entre el interés mecánico y el interés térmico no puede ser definido exactamente, aunque los efectos mecánicos tienden a tener un papel más importante en las grandes capacidades nominales de kilovoltio-amperios, a causa de que los esfuerzos mecánicos son elevados.

2.1.2.1 Sobrecarga de transformadores inmersos en aceite

Figura 2. Transformadores en Aceite



La expectativa de vida normal de un transformador es una referencia convencional que se basa en considerar su funcionamiento en servicio continuo con su carga nominal, en un medio ambiente cuya temperatura es de 20 °C y con una sobre-elevación de temperatura del punto caliente de 78 °C (temperatura 98 °C). Si este valor se supera debe esperarse una reducción de la vida.

En esta condición de funcionamiento la temperatura del punto caliente excede en 13 °C el valor de sobre-elevación medio de temperatura de 65 °C del arrollamiento (medido por variación de resistencia) adoptado en la guía IEC 354 para transformadores de distribución.

En transformadores medianos y grandes, dependiendo del tipo de refrigeración, la guía fija para la sobre-elevación del arrollamiento valores que son inferiores a los límites impuestos por la norma, aclarando que según sea el diseño alcanzar los límites podría llevar a superar el valor de 78 °C correspondiente al punto caliente.

Si se representa el ciclo de carga diario por medio de un diagrama equivalente simplificado de dos escalones, para distintos ciclos de carga, y valores de temperatura ambiente comprendidos entre -25 °C y 40 °C, la guía propone curvas (para carga cíclica normal) con consumo de vida normal, y tablas (para carga cíclica de emergencia) con un consumo de vida expresado en días equivalentes de funcionamiento a potencia nominal con temperatura ambiente de 20 °C, que permiten determinar el pico de carga para una dada duración y una determinada carga inicial.

2.1.3 Valores límites con sobrecarga para transformadores de distribución.

También para sobrecarga se recomienda no superar ciertos límites de corriente en valor relativo y temperaturas del punto caliente y del aceite en la capa superior, la tabla anterior muestra a modo de ejemplo estos valores para un tipo de transformador.

Utilizando las curvas y suponiendo que la tensión aplicada al transformador permanece constante, se puede también determinar la potencia nominal de un transformador (esperando un consumo de vida normal) para un perfil de carga rectangular definido por la relación entre el pico de carga y la carga inicial (K_2/K_1).

Un cambio en las condiciones de carga se trata como una función escalón. El perfil rectangular de la carga, consiste en un escalón con una cierta duración seguido por un descenso también en escalón.

Para una variación de carga continua, la función escalón se aplica para lapsos pequeños y el cálculo de la temperatura del punto caliente, consiste en un procedimiento repetitivo.

Para determinar el incremento de temperatura del aceite durante un transitorio a partir de la temperatura inicial, se debe utilizar la constante de tiempo del aceite y conocer la temperatura final.

El valor de la constante de tiempo depende del tipo de transformador, la guía adopta 3 horas para transformadores de distribución, 2.5 horas para transformadores de media y gran potencia con refrigeración natural en aceite y 1.5 horas para refrigeración forzada o dirigida.

Cuando se tiene un aumento de la carga, la variación de la sobre elevación de temperatura entre el devanado y el aceite se debe calcular utilizando la constante de tiempo característica del devanado, pero como normalmente este parámetro es muy pequeño (5 a 10 minutos), el incremento de temperatura del punto caliente se alcanza en forma casi instantánea (aún para cargas breves de alto valor).

La guía considera nula la constante de tiempo de los devanados debido a que el tiempo de duración del pico de sobrecarga utilizado en las tablas es de 30 minutos o más.

Tabla 2. Límite con sobrecarga

	Cíclica normal	Emergencia larga duración	Emergencia corta duración
Corriente (pu)	1.5	1.8	2.0
Punto caliente y partes metálicas en contacto con aislantes (°C)	140	150	Si la temperatura del punto caliente supera 140..160 (°C) puede resultar riesgoso
Aceite capa superior (°C)	105	115	

2.1.5 Sobrecarga de transformadores secos

Figura 2.1 Transformadores Secos



La siguiente tabla indica los límites de temperatura del punto caliente en función de la clase del sistema aislante, para un consumo de vida normal (φC) y el límite máximo (φCC). φCC

Tabla 2.1 Límites de Temperatura

Temp. sistema Aislante (° C)	Temperatura punto caliente del devanado (° C)		Sobre elevación media devanado (K)
	Nominal (φc)	Máximo (φcc)	
105 (A)	95	140	60
120 (E)	110	155	75
130 (B)	120	165	80
155 (F)	145	190	100
180 (H)	175	220	125
220 (C)	210	250	150

También para transformadores secos se proponen, para las distintas clases de aislamiento, curvas de carga que indican la corriente de carga permisible para un consumo de vida normal.

Estas curvas son aplicables tanto para servicio continuo como para cargas cíclicas con distintas temperaturas del aire de refrigeración. Se supone que la refrigeración del transformador es adecuada y que el incremento de carga no afecta la temperatura del ambiente en que se encuentra el transformador.

Las curvas se presentan para constante de tiempo de 0.5 y 1 hora.
Esta guía es aplicable con las siguientes limitaciones:

- La corriente no debe superar 1.5 veces la nominal para un ciclo de carga normal.
- Para cada clase de aislamiento el punto caliente no debe superar el valor máximo (φ_{cc}) indicado en la tabla.
- Se desprecia la influencia de las pérdidas en el hierro en la sobre elevación de temperatura de los devanados.

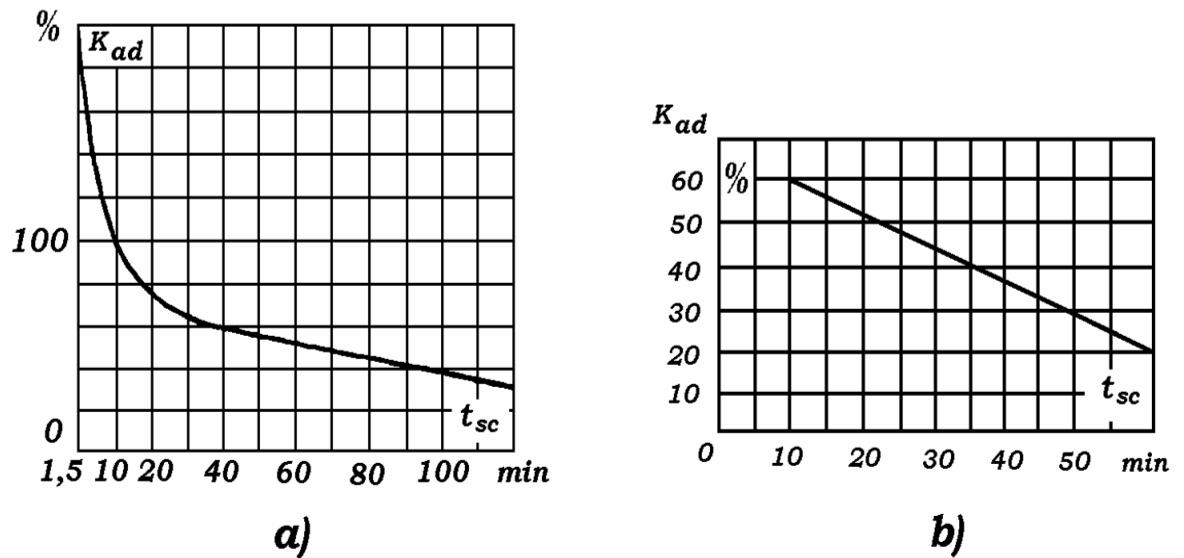
2.1.6 Tipos de sobrecarga. En condiciones de explotación, se admiten dos tipos de sobrecarga: de emergencia y sistemáticas.

2.1.6.1 Sobrecargas de emergencia. Para transformadores con sistemas de enfriamiento por aceite, se puede admitir (aparte de la dependencia de la duración de la carga precedente, temperatura del medio refrigerante y localización del transformador) una sobrecarga de corta duración. Esta capacidad de sobrecarga la da el fabricante.

En su defecto, se puede determinar en correspondencia con la curva presentada en la **Figura 2.2.**

En dependencia del estado de carga precedente, la sobrecarga admisible puede ser mayor. Así, en aquellos casos en que la carga anterior no sobrepase el 93 % de la potencia de placa, el transformador se puede sobrecargar durante 5 días en un 40 %, siempre que ese estado no exceda 6 horas cada día, ya sea en forma consecutiva o a intervalos.

Figura 2.2 Curvas para determinar la sobrecarga de emergencia



Transformador con enfriamiento por aceite.

Transformador seco

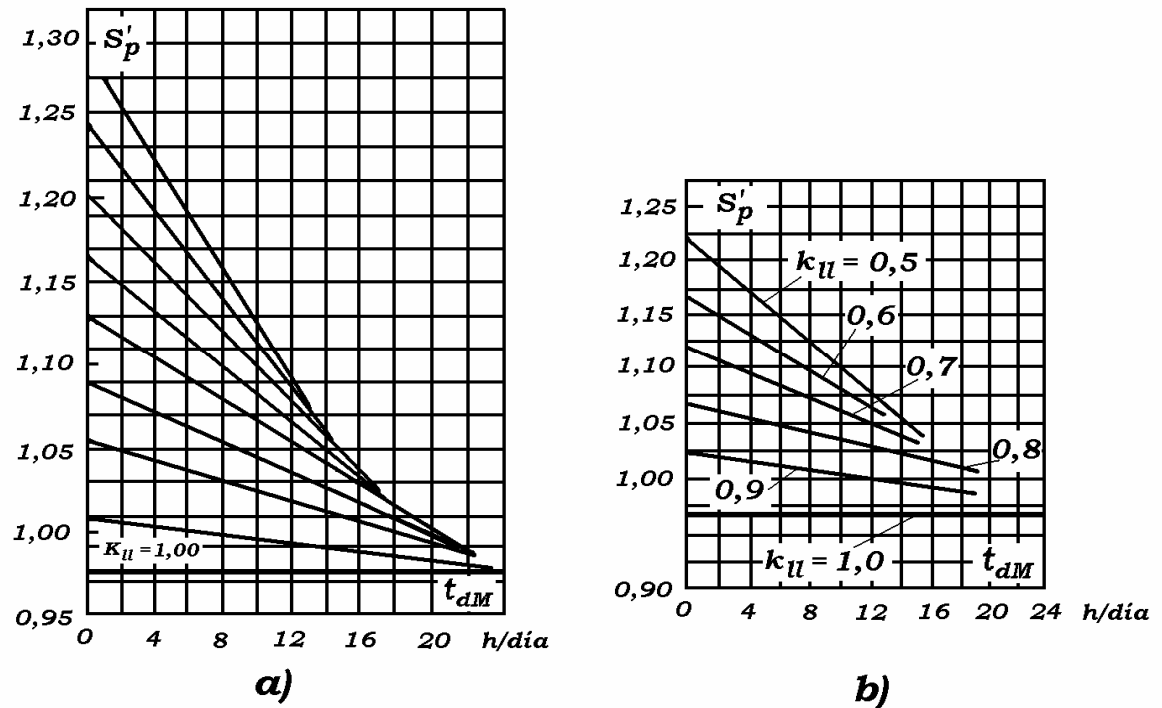
Para los transformadores secos, la sobrecarga admisible se determina a partir de la **Figura 2.2 b**.

2.1.6.2 Sobrecarga sistemática. Se debe determinar la sobrecarga que puede soportar el transformador cada día en las horas de máxima carga.

De cualquier forma, la sobrecarga no debe exceder el 30%

$$S'_P \leq 1,3 S_N \quad (2.2)$$

Donde: S_N = Potencia Nominal del Transformador (Kva.).



Transformador sumergido en aceite.

Transformador seco

La capacidad de sobrecarga sistemática de un transformador depende de las particularidades del gráfico de carga, el cual está caracterizado por el coeficiente de llenado de éste, según la **Ecuación 2.3**.

$$K_{LL} = \frac{Pm}{PM} \quad (2.3)$$

KLL : Factor de llenado.

P_m : Potencia activa media en el gráfico de carga (Kw.)

PM : Potencia activa máxima en el gráfico de carga (Kw.)

$$K_{LL} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i * t_i}{24} \quad (2.4)$$

Siendo:

P_i Potencia de carga en el instante de tiempo i .

t_i Periodo de tiempo que dura la carga P_i .

n : Periodos de tiempo durante los que hay carga.

Entonces si:

$K_{LL} < 0.5$ Se deben instalar dos transformadores.

$K_{LL} > 0.5$ Se debe instalar un solo transformador.

Esto se debe a que un factor de carga bajo es un indicativo que la carga durante muchos periodos de tiempo es muy baja, y solamente durante periodos cortos es alta. Por lo tanto durante los periodos de carga alta se utilizan dos transformadores y durante los periodos de carga baja solo se utiliza uno.

De esta forma se evita tener un transformador de gran potencia funcionando descargado durante periodos de tiempo largos.

De otro lado, un factor de carga alto indica que la carga permanece muy cercana a la nominal durante la mayoría del tiempo y por ello no se justifica instalar varios transformadores.

Resulta muy usual que el periodo de tiempo se tome igual al ciclo (día, turno, etc.) más cargado.

En los casos de bajo coeficiente de llenado, en que se utilizan dos transformadores, es necesario emplear desconectivos adecuados para las actividades de operación (por el personal de servicio o automáticamente), buscando el régimen de trabajo más económico.

2.2 SELECCIÓN DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN PARA SECTORES RESIDENCIAL Y COMERCIAL CUMPLIENDO EL REGLAMENTO RETIE

La reglamentación y normalización técnica colombiana ha generado la acentuación de un enfoque que brinde mejores condiciones de seguridad para las personas y el medio ambiente.

El cálculo y diseño de las instalaciones internas residenciales y comerciales acorde con la NTC 2050¹, incrementan la seguridad minimizando los riesgos de origen eléctrico, pero aumenta el dimensionado del sistema incurriendo en un sobredimensionado del transformador de distribución, este Sobredimensionamiento acrecienta las pérdidas eléctricas y en consecuencia las pérdidas económicas.

Los transformadores de distribución y las acometidas en los sectores residencial y comercial se deben utilizar parámetros que relacionen la capacidad instalada con los hábitos de consumo estimados o condiciones reales de explotación y operación del sistema de distribución de energía eléctrica, siendo una inversión óptima para las empresas de servicios y usuarios.

El Sobredimensionamiento causado al calcular la acometida y el transformador con base en el Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050, se debe a que dicho código es una adaptación del Código Eléctrico Nacional NEC de la NFPA norteamericana, con los cuales se tienen diferencias culturales, climáticas, costumbres, hábitos y usos en el manejo y consumo de la energía eléctrica.

2.2.1 Evaluación Perdidas según NTC 2050. Las pérdidas en transformadores no son despreciables, por lo cual, es importante considerar su magnitud al seleccionar los transformadores del sistema de distribución, las pérdidas totales en cargas de un transformador son iguales a las pérdidas en el hierro (pérdidas en vacío) más las pérdidas en el cobre. Además, el elegir un transformador sobredimensionado, presenta un costo por encima del que en realidad se necesita, más costos de transporte, ubicación, mantenimiento, etc.

Según la norma **NTC 2135** el coeficiente a las perdidas por energía en vacío, se refiere al costo en que incurren las empresas para adquirir KW-H de energía que se pierden en el transformador.

El costo de la energía (CE) es:

$$CE = G + C + T_{IV} + T_{III} + T_{II} \quad (2.5)$$

Donde:

G: Generación.

C: Conexión.

T_{IV}: Transmisión.

T_{III}: Distribución en el nivel III.

T_{II}: Distribución en el nivel II

Cuando se estudie transformadores de generación o transformación, se debe evaluar el costo de la energía hasta su punto de instalación. Para deducir el costo por energía (EV) en pesos constantes se procede de la siguiente manera:

$$EV = 8760 * CE * b \quad (2.6)$$

Donde:

b. Factor presente de una serie uniforme anual.

$$b = \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \quad (2.7)$$

i: tasa interna de retorno o costo capital (pu).

8760: horas del año

2.2.2 Gastos anuales por las pérdidas. La energía disipada por las pérdidas en el hierro y en el cobre depende de la curva de carga del transformador y se estiman para un año empleando la ecuación.

$$Ep = \left(Ph * H + Pcu * \sum \left(\frac{P}{Pn} \right)^2 * h \right) * d \quad (2.8)$$

Donde:

E_p = Pérdidas de energía en Kwh.

P_h = Pérdidas en el hierro a tensión nominal en Kw.

P_{cu} = Pérdidas en el cobre a plena carga en Kw.

P_n = Potencia nominal del transformador en KvA.

P = Carga real del transformador en kVA

H = Número horas diarias conectado el transformador

h = Número de horas al día en que el transformador suministra carga P .

d = Número de días al año en que funciona el transformador

2.2.3 Parámetros establecidos en las Normas de Diseño de Sistemas de Distribución. Los parámetros revisados y actualizados son: el factor de demanda y el factor de diversidad de acuerdo a la actualización de Normas (NTC2135) para Cálculo y Diseño de Sistemas de Distribución:

2.2.3.1 Factor de demanda. Razón de la demanda máxima de un sistema a la carga instalada del mismo.

2.2.3.2 Factor de diversidad. Razón de la suma de las demandas máximas individuales de las varias subdivisiones de un sistema, a la demanda máxima de todo el sistema.

Para alcanzar los objetivos es necesario recopilar información de consumos, determinar la carga instalada por usuario y recoger otra serie de datos, como una población considerablemente grande, que es la conformada por los usuarios residenciales, de los diferentes estratos socioeconómicos y sector comercial.

La información requerida corresponde a registros de consumos por usuario, aforos de carga de los usuarios y datos de operación de aparatos electrodomésticos. Es necesario recoger información de los consumos de cada usuario, durante un periodo amplio a fin de alcanzar a registrar los ciclos de comportamiento de estos y tan corto como sea posible, debido a limitaciones de tiempo y disponibilidad de equipos.

El análisis de los registros se divide en dos partes: en la primera analizaron usuarios individuales con el fin de obtener el comportamiento de la demanda y en la segunda realizaron el análisis de usuarios en grupo, para obtener la diversidad.

Con base en los registros de los medidores y en los aforos de carga, determinaran los factores de demanda máxima, estudio que no se contempla en este trabajo pero que será pertinente un piloto en emcali pues se cuenta con mucha información de facturación.

En la empresa que presta servicio en el sector **EMCALI** selecciona los transformadores teniendo en cuenta la norma; Normas Técnicas de energía normas de diseño código: **nd – 005 fecha: diciembre de 2006, resolución 0407**, de la siguiente forma:

El transformador se selecciona con base en la capacidad nominal del mismo. Para seleccionar la capacidad del transformador se calcula su demanda máxima, DMAX, (Selección de conductores - Cálculo de las cargas).

El cálculo de la capacidad de transformadores en circuitos de alumbrado público independiente, se hace con base en los kVA nominales de las luminarias que serán atendidas por el transformador.

Una vez establecida la demanda máxima, se selecciona el transformador apropiado para el tipo de instalación, con base en lo indicado por la **Tabla 2.3 Tabla 5.5 norma Emcali**

Por encima de las capacidades anotadas, la capacidad del transformador será la inmediatamente superior a DMAX.

Si las redes diseñadas pueden convertirse en redes de uso general, se deben aplicar además de los criterios de selección anteriores, los indicados en las tablas Tabla 2.2 Tabla 5.4 norma Emcali Tabla 2.3 Tabla 5.5 norma Emcali, para transformadores monofásicos y trifásicos respectivamente.

De acuerdo con la norma la cargabilidad de los transformadores no debe superar el 84% para urbanizaciones abiertas y con posibilidad de ampliación hacia un segundo o tercer piso.

Tabla 2.2 Tabla 5.4 norma Emcali esboza de manera esquemática el procedimiento para la selección del transformador económico.

Tabla 2.2 Tabla 5.4 norma Emcali

Transformadores		Características eléctricas del conector primario completamente ensamblado.			
Tensión nominal del primario (V)	BIL (kV)	Tensión Nominal en A.T.		BIL (kV)	Tensión de ensayo en seco a 60 Hz durante 1 min. (kV)
		Fase a Tierra (kV)	Fase-tierra /fase-fase (kV)		
11400 a 13800 34500 Grd Y/19920	95 **150	*8.3-15.2 21.1	8.3/14.4 ó 21.1/36.6	95-125 150	34 ó 40 50

Tabla 2.3 Tabla 5.5 norma Emcali

Tabla 5.5. Selección de Transformadores particulares.

Demanda Máxima D_{MAX} (kVA)	Transformador Bifásico	Transformador Trifásico
0 – 10	10	30
> 10 – 15	15	30
> 15 – 25	25	30
> 25 – 30	37.5	30
> 30 – 37.5	37.5	45
> 37.5 – 45	50	45
> 45 – 50	50	75
> 50 – 75	75	75
> 75 – 112.5	-	112.5
> 112.5 – 150	-	150
> 150 – 225	-	225

Selección de transformadores para urbanizaciones. Cuando se trata de urbanizaciones abiertas en las cuales las viviendas sólo tienen un nivel (un piso) con posibilidad de expansión (construcción de 2 o más pisos), el cálculo de los transformadores debe considerar una reserva del 16 %. Además la regulación en estos casos no debe superar el 3% en el nodo terminal de los circuitos secundarios.

Tabla 2.4 Selección Básica del tipo de Transformador

SELECCIÓN BASICA DEL TIPO DE TRANSFORMADOR			
Variantes	Características	Tipos de Transformado	
		En Aceite	Seco
Capacidad de Carga	Soportar la carga Instalada	Aplica	Aplica
Carga en Proyección	Soportar la Carga proyectada	Aplica	Aplica
Sobre carga	Sobrecarga de 30% (de acuerdo a Norma) Por X = Tiempo	Pierde Vida Útil	Se deteriora mas rápido
Cálculos de Perdidas	Perdidas de Vacío y Corto Circuito	Mas Perdidas	Menos Perdidas
Ubicación	Adecuación de sitio para instalarlo	Adecuar el sitio	De fácil Ubicación
Temperatura Ambiente	Efecto de la Temperatura al Aislante	Reacción a la Temperatura, mas lenta	Reacción a la Temperatura, Mas rápida
Vida Útil	> a 20 Años	Menos vida útil por su refrigerante.	Mas vida Útil por su bajo envejecimiento térmico
Personal Especializado	Operación de Mantenimiento	Requiere mas Mantenimiento	Requiere menos Mantenimiento
Evaluación Económica	De acuerdo al Calculo de Perdidas y Carga	Menos Costoso	Mas Costoso
Normas	Normas a Cumplir o (de acuerdo al operador de Energía del sector)	Mas exigente	Menos Exigente

Nota: Este cuadro aplica de acuerdo a las necesidades de cada caso, para la selección de la potencia Calculada.

Tabla 2.5 Cuadro Sinóptico de la Selección del Transformador

Generalidades	<p>Cálculos de diseño</p> <p>Aplicación de las Normas</p> <p>Variantes de acuerdo al tipo de Transformador, y Materiales de construcción.</p> <p>Pruebas, y perdidas de Régimen Económico</p> <p>Vida útil y capacidad del Transformador.</p>
Manifestaciones	<p>Sobrecargas, y Calentamiento de sus componentes</p> <p>Capacidad de carga superior al 30%</p> <p>Sobrecarga Admisible superior al 93%</p> <p>Capacidad Instada con consumos instalados</p> <p>Sobredimensionamiento de costos por encima de lo calculado</p> <p>Gastos anuales por perdidas</p>
Evaluación	<p>Evaluación Termografía</p> <p>Ciclos de Carga con Valores de Temperatura ambiente</p> <p>Cargabilidad no superar el 30%</p> <p>Estudio factor de llenado</p> <p>Acorde estudio de Cálculo de cargas con el transformador instalado.</p>
Manejo	<p>Aplicación de las Normas, tanto en construcción e Instalación</p> <p>Mantenimiento adecuado</p> <p>Selección del tipo de Transformador Adecuado</p> <p>Estudio de cargas.</p> <p>Estudio de Régimen Económico.</p>

3. MANEJO EFICIENTE DE TRANSFORMADORES ELECTRICOS

3.1 SELECCIÓN DEL NÚMERO DE TRANSFORMADORES PARA CONSUMO MÍNIMO DE ENERGÍA

Las subestaciones principales y de talleres u otros centros de carga, se prefieren con un número de transformadores que no exceda a dos. Siempre que sea posible, se debe analizar la variante de instalar un solo transformador y ejecutar la alimentación de reserva desde una subestación vecina.

Esto se debe a que, en general, la instalación de un solo transformador garantiza el mínimo de gastos. Si las exigencias de alimentación de reserva de los consumidores demandan la instalación de más de un transformador, se debe tratar de que el número, como ya se mencionó, no exceda a dos.

En el proyecto de subestaciones, es necesario tener en cuenta los requerimientos de las reservas, partiendo de consideraciones que tienen en cuenta las categorías de los receptores de energía eléctrica.

Desde el punto de vista del aseguramiento de la confiabilidad y de la continuidad de la alimentación, los receptores se dividen en tres tipos de clientes:

Primera categoría. Clientes hospitalarios e industriales, en los que la interrupción del suministro eléctrico puede significar peligro para la vida de las personas o una afectación material considerable, a través del deterioro de las instalaciones, producción masiva defectuosa o desorden prolongado del proceso de producción.

Los clientes de primera categoría deben tener alimentación desde dos fuentes independientes. Con ello se puede asegurar la reserva de la alimentación de los otros consumidores. Cuando la continuidad del servicio se garantiza desde dos subestaciones, en cada una de ellas se puede instalar un solo transformador.

Cuando esto se hace desde una sola subestación, en cada sección de las barras es necesario tener por lo menos un transformador. En este caso, las potencias de los transformadores deben seleccionarse de tal manera que si uno falla, el otro debe garantizar el suministro de los consumidores de primera categoría, tomando en cuenta la capacidad de sobrecarga admisible de esos transformadores.

Al propio tiempo se debe señalar que en las subestaciones de talleres con dos transformadores, resulta conveniente mantener las secciones de las barras de bajo voltaje en trabajo independiente. Con esto, la corriente de cortocircuito se

reduce y se facilitan las condiciones de trabajo de los equipos con voltaje de hasta 600 V. Ante la desconexión de uno de los transformadores, el otro toma la carga como resultado de la conexión del seccionalizador automático.

La aplicación de la alimentación de reserva de los consumidores de primera categoría debe ejecutarse automáticamente.

Segunda categoría. Clientes de mediana industria (pymes) en los que la interrupción del suministro implica una apreciable reducción de la producción, inactividad del personal, de los mecanismos o del transporte.

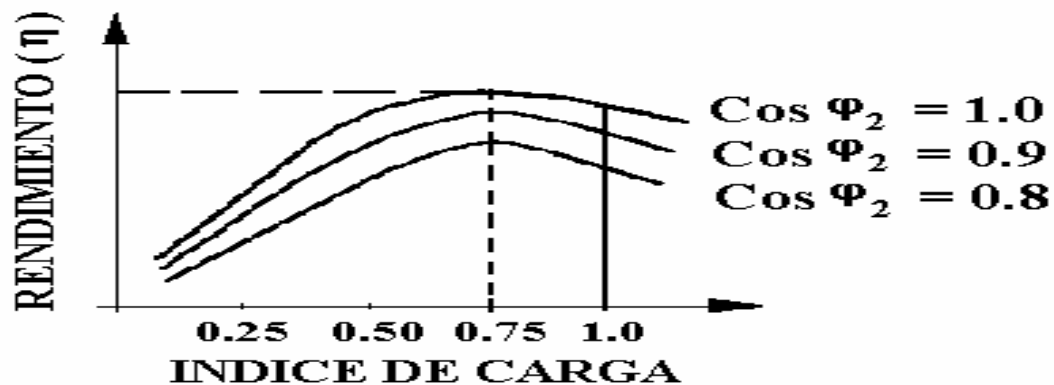
El suministro de los consumidores de segunda categoría se debe garantizar por medio de una reserva accionada automáticamente o manualmente por el personal de servicio.

Cuando el suministro es de una subestación, se deben tener dos transformadores o un transformador de reserva, en bodega, para varias subestaciones que alimentan consumidores de segunda categoría, de manera que la sustitución del transformador averiado pueda efectuarse en un plazo de pocas horas

Durante este tiempo pueden ser introducidas limitaciones de alimentación, teniendo en cuenta las posibilidades de sobrecarga de los transformadores que permanecen en servicio.

Tercera categoría. Clientes residenciales, e industrias pequeñas no incluidos en las categorías primera y segunda (por ejemplo, receptores de talleres secundarios, no determinantes en el proceso tecnológico de la producción fundamental).

Figura 3. Índice de carga



En el caso que sea necesario seleccionar más de un transformador, es importante determinar la forma más eficiente de operarlos. Esto se logra conectando la opción que produzca las menores pérdidas en cada instante de acuerdo con el gráfico de carga de la planta de acuerdo a la **figura 3.0**. Para ello se deben calcular las pérdidas referidas de los transformadores.

3.2 RÉGIMEN DE TRABAJO ECONÓMICO DE LOS TRANSFORMADORES

En condiciones de operación, se debe prever el régimen de trabajo económico de los transformadores, la esencia de lo cual consiste en que en las subestaciones con varios transformadores, el número de ellos conectados en cada momento debe ser el que proporcione el mínimo de pérdidas, para un gráfico de carga determinado. Para ello deben considerarse no solamente las pérdidas de potencia activa en los propios transformadores, sino también las pérdidas de potencia activa que aparecen en el sistema (desde la fuente de suministro hasta la subestación considerada), debido a los requerimientos de potencia reactiva de los transformadores.

A diferencia de las pérdidas del transformador en sí, a éstas se le denomina referidas y se determinan por la expresión:

$$\Delta P_T = \Delta P_{sc} + k^2 c \Delta P_{cc} \quad (\text{KW}) \quad (3.0)$$

Así:

ΔP_{sc} = Pérdidas referidas del transformador en vario (kW).

$k c$ = Coeficiente de carga del transformador (S_c / S_n).

ΔP_{cc} = Pérdidas referidas de cortocircuito (kW).

Donde:

ΔP_{sc} : pérdidas referidas del transformador sin carga, las que toman en cuenta las pérdidas de potencia activa, tanto en el transformador como en los elementos del sistema, debidas a la potencia reactiva demandada por dicho transformador (kW).

$$\Delta P_{sc} = \Delta P'_{sc} + k i p \Delta Q_{sc} \quad (\text{kW}) \quad (3.1)$$

Donde:

ΔP_{SC} = Pérdidas de potencia sin carga (kW).

k_{ip} = Coeficiente e incrementa l de perdidas (kW/kVAR).

ΔQ_{sc} = Pérdidas referidas de cortocircuito (kVAR).

Donde:

ΔP_{SC} : pérdidas de potencia, sin carga (en los cálculos se toman aproximadamente iguales a las pérdidas de núcleo del transformador) (Kw.).

K_{ip} : coeficiente incremental de pérdidas (Kw./kVAR).

(Según los resultados de las investigaciones, el valor menor de K_{ip} es aproximadamente igual a 0.02 Kw./kVAR para transformadores conectados directamente a las barras de una planta. En muchos casos, resulta necesario tomarlo aproximadamente, por carecerse de datos experimentales exactos).

ΔQ_{SC} : potencia reactiva del transformador sin carga (kVAR).

$$\Delta Q_{sc} = SN \left(\frac{\% I_{sc}}{100} \right) \quad (\text{kVAR}) \quad (3.2)$$

Donde:

$$I_{sc} : \text{corriente del transformador sin carga (\%)} \left(\frac{I_{sc} * 100}{I_N} \right) \quad (3.3)$$

$K_c = S_c / S_N$: Es el coeficiente de carga, donde:

S_c : carga real (o de cálculo) del transformador (KVA.)

$\Delta P'_{CC}$: Pérdidas referidas de cortocircuito (KW.)

$$\Delta P'_{CC} = \Delta P_{CC} + k_{ip} \Delta Q_{CC} \quad (\text{kW}) \quad (3.4)$$

Donde:

ΔP_{CC} : pérdidas de potencia de cortocircuito (pérdidas de cobre) del transformador (kW)

AQ_{cc} : potencia reactiva del transformador a plena carga (kVAR)

$$\Delta Q_{sc} = SN \left(\frac{V_{cc}}{100} \right) \quad (\text{kVAR}) \quad (3.5)$$

Donde:

V_{cc} : voltaje de cortocircuito del transformador (%)

$$V_{cc} = (I_N * Z_{eq} / V_N) * 100 \quad (\%) \quad (3.6)$$

Donde:

I_N : corriente nominal del transformador (A)

V_N : voltaje nominal del transformador (V)

Z_{eq} : impedancia equivalente del transformador (Ω)

(Todos los valores deben corresponder al mismo lado del transformador, o sea, lado de alta o lado de baja).

La Ecuación (3.0) puede reescribirse de la siguiente manera:

$$\Delta P'_T = \Delta P'_{sc} + \left(\frac{\Delta P'_{cc}}{S^2 N} \right) S^2 C \quad (\text{kw}) \quad (3.7)$$

Y si se simboliza:

$$a = \Delta P'_{sc} \quad (\text{kw}) \quad (3.8)$$

$$b = \frac{\Delta P'_{cc}}{S^2 N} \quad (\text{kw}) \quad (3.9)$$

Se obtiene:

$$\Delta P'_T = a + b S^2 c \quad (3.10)$$

Esa es la ecuación de una parábola. En la Figura 3.1 se muestran las curvas de las parábolas $\Delta P'_T$ en función de carga S_c (kVA) de dos transformadores 1 y 2, trabajando independientemente (curvas 1 y 2) y en paralelo (curva 3). Los puntos de intersección (A, B y C), los cuales corresponden a las potencias S_1 , S_2 y S_3 , pertenecen simultáneamente a dos parábolas. Por ejemplo, el punto A tiene las coordenadas que satisfacen las ecuaciones:

$$\Delta P'_{T1} = a_1 + b_1 S_c^2 \quad (\text{kw}) \quad (3.11)$$

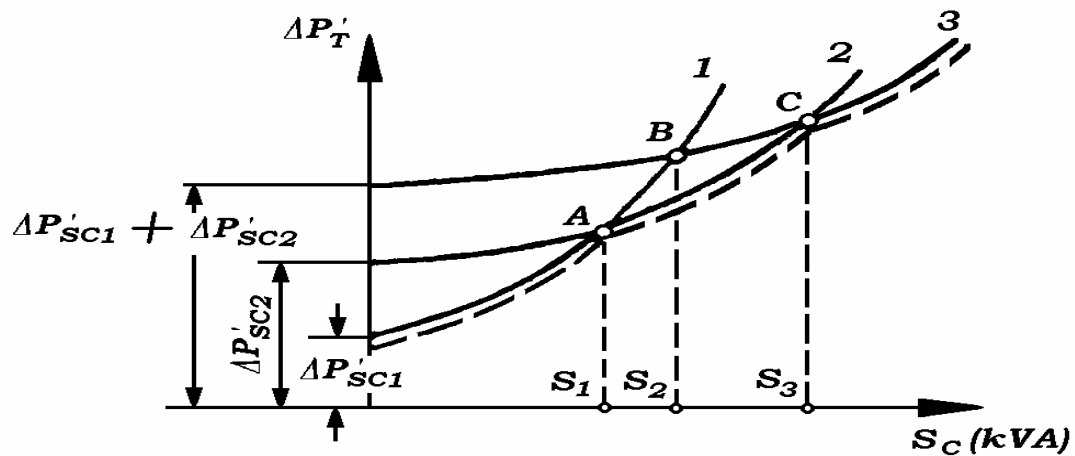
Donde:

S_{cA} : carga correspondiente al punto A (kVA)

$$\Delta P'_{T2} = a_2 + b_2 S_c^2 \quad (\text{kw}) \quad (3.12)$$

En estas ecuaciones, los subíndices 1 y 2 se corresponden con los simbolizados en la **Figura 3.1**. En general; puede haber un número mayor de curvas y de combinaciones de conexiones en paralelo.

Figura 3.1 Perdidas referidas de potencia activa de dos transformadores en función de la carga.



- Curvas 1 y 2: transformadores 1 y 2 en trabajo independiente.
- Curva 3: transformadores 1 y 2 trabajando en paralelo

De la [Figura 3.1](#) Resulta evidente que si la carga total es menor que S_1 , las pérdidas mínimas se logran operando sólo con el transformador 1. Para estados de carga comprendidos entre S_1 y S_3 , las pérdidas mínimas se consiguen operando solamente con el transformador 2. Para cargas superiores a S_3 , la mejor condición de operación resulta con ambos transformadores en paralelo.

En el caso en que operan dos transformadores en paralelo, las pérdidas sin carga $\Delta P'_{sc}$ del conjunto serán igual a la suma de la de ambos, mientras que las de cobre variarán de acuerdo con el cuadrado de la carga, pero con la particularidad de que en este caso la resistencia equivalente de los dos transformadores en paralelo:

$$R_{eq12} = \frac{R_{eq1} * R_{eq2}}{R_{eq1} + R_{eq2}} (\Omega) \quad (3.13)$$

Donde R_{eq1} , R_{eq2} y R_{eq12} son las resistencias equivalentes de los transformadores 1, 2 y de 1 y 2 trabajando en paralelo, respectivamente (Ω).

Es menor que la de cada uno de ellas (R_{eq1} , R_{eq2}). Por esta razón, las pérdidas de cobre son menores en la operación en paralelo.

Se demuestra que si se desprecia la posible diferencia entre los ángulos de impedancia de los transformadores (o sea, si se considera que la relación R_{eq}/X_{eq} de cada uno de ellos son iguales):

$$\frac{\frac{S_{C1}}{S_{N1}}}{\frac{S_{C2}}{S_{N2}}} = \frac{\frac{1}{V_{CC1}}}{\frac{1}{V_{CC2}}} \quad (3.14)$$

Sí $V_{CC1} = V_{CC2}$, entonces:

$$\frac{S_{C1}}{S_{N1}} = \frac{S_{C2}}{S_{N2}} \quad (3.15)$$

Y sí:

$$S_{C1} + S_{C2} = S_{CT} \quad (3.16)$$

Evidentemente:

$$\frac{S_{C1}}{S_{N1}} = \frac{S_{C2}}{S_{N2}} = \frac{S_{CT}}{S_{NT}} \quad (3.17)$$

De donde:

$$S_{C1} = S_{CT} = \frac{S_{N1}}{S_{NT}} \quad (3.18)$$

$$S_{C2} = S_{CT} = \frac{S_{N2}}{S_{NT}} \quad (3.19)$$

A partir del análisis anterior, se explica que las parábolas correspondientes a los transformadores en paralelo (como la curva 3 de la [Figura 3.1](#)) tengan una pendiente menos pronunciada, a la vez que el intercepto con el eje de las coordenadas ocurre en un punto más alto, en comparación con las de las parábolas de los transformadores independientes.

Como se explicó, el punto A determina el paso de la operación más económica con el transformador 1 trabajando independientemente a la operación con el transformador 2, también trabajando independientemente. Para el punto A de la [Figura 3.1](#).

$$a_1 + b_1 S^2 cA = a_2 + b_2 S^2 cA \quad (\text{kW}) \quad (3.20)$$

De donde

$$ScA = \sqrt{\frac{(a_2 - a_1)}{(b_1 - b_2)}} \quad (\text{kVA}) \quad (3.21)$$

Ó

$$ScA = \sqrt{\frac{(a_1 - a_2)}{(b_2 - b_1)}} \quad (\text{kVA}) \quad (3.22)$$

A partir de A se pasa a operar el transformador 2.

Se selecciona la **Ecuación 3.21** o la **Ecuación 3.22** de manera que el valor dentro del radical sea positivo.

El punto de cruce C, que determina la conveniencia de pasar de la operación del transformador 2 aislado a la operación en paralelo, se determina a partir de la igualdad:

$$a_2 + b_2 S_{cC}^2 = a_{12} + b_{12} S_{cC}^2 \quad (\text{kW}) \quad (3.23)$$

Donde a_{12} Y b_{12} son los coeficientes correspondientes a los transformadores 1 y 2 trabajando en paralelo.

Tomando en consideración lo antes mencionado con respecto a las pérdidas:

$$a_{12} > a_2$$

Y

$$b_{12} < b_2$$

En el caso de dos transformadores idénticos:

$$a_{12} = 2a_1 = 2a_2 = 2\Delta P'_{sc} \quad (\text{kW}) \quad (3.24)$$

$$b_{12} = \frac{b_1}{2} = \frac{b_2}{2} = 0.5 \frac{\Delta P'_{cc}}{S^2 N} \quad (\text{kW}) \quad (3.25)$$

Y

$$S_{N1} = S_{N2} = S_N \quad (\text{kVA}) \quad (3.26)$$

Entonces, de la **ecuación (3.23)** se obtiene:

$$S_{cC} = S_N \sqrt{2 \left(\frac{\Delta P'_{sc}}{\Delta P'_{cc}} \right)} \quad (\text{kVA}) \quad (3.27)$$

Cuando hay n transformadores idénticos:

$$S_N = \sqrt{n(n-1) \left(\frac{\Delta P'_{sc}}{\Delta P'_{cc}} \right)} \quad (\text{kVA}) \quad (3.28)$$

Para un grupo de dos o más transformadores, las magnitudes a y b se determinan, en forma general, por las expresiones:

$$a_{\Sigma} = a_1 + a_2 + \dots + a_n = \Delta P'_{sc1} + \Delta P'_{sc2} + \dots + \Delta P'_{scn} = \sum_{i=1}^n \Delta P'_{sci} \quad (\text{kW}) \quad (3.29)$$

$$b_{\Sigma} = b_1 + b_2 + \dots + b_n = \frac{\Delta P'_{cc1} + \Delta P'_{cc2} + \dots + \Delta P'_{ccn}}{(S_{N1} + S_{N2} + \dots + S_{Nn})^2} = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta P'_{cci}}{\left(\sum_{i=1}^n S_{Ni} \right)^2} \quad (\text{kW}) \quad (3.30)$$

Donde:

$$i = 1, 2, 3, \dots, n$$

Es el número de orden de los transformadores.

La solución del problema acerca de la conveniencia económica de la adición de un transformador a un grupo, es más cómoda a través del cálculo de la diferencia de pérdidas referidas ΔP_r , después de incluido el transformador adicional, por medio de la ecuación:

$$\Delta P_r = \Delta P'_{\Sigma+1} - \Delta P'_{\Sigma} = a_{\Sigma+1} - a_{\Sigma} + (b_{\Sigma+1} - b_{\Sigma}) S_c^2 \quad (\text{kW}) \quad (3.31)$$

Donde el subíndice Σ simboliza un grupo de n transformadores y $\Sigma+1$ un grupo de $n+1$ transformadores.

La diferencia $b_{\Sigma+1} - b_{\Sigma}$ es siempre negativa y, por ello, la magnitud ΔP_r puede ser negativa o positiva. Cuando es negativa, será conveniente la conexión del transformador adicional; el punto de corte corresponde a $\Delta P_r = 0$.

Las condiciones anteriores de operación están restringidas por la capacidad de los transformadores, o sea, el transformador 1 puede operar en forma de mínimas pérdidas hasta un valor de carga S , si dicho valor no sobrepasa el valor nominal S_N . El mismo análisis es válido para el transformador 2.

El modo de trabajo para obtener la operación más económica lleva implícita la manipulación de los desconectivos de los transformadores. Este aspecto debe ser cuidadosamente analizado, ya que estos interruptores requieren cuidados de mantenimiento cada cierto número de operaciones. Sólo en el caso de un efecto favorable, puede realizarse exitosamente la operación.

Las soluciones analizadas, se aplican solamente para la explotación, es decir, cuando los transformadores están instalados y se decide su régimen más económico.

Durante la etapa de proyecto, es decir, cuando se resuelve el problema de la instalación de nuevos transformadores, en lugar de las pérdidas de potencia activa, habría que representar los costos, que tienen en cuenta el costo de las pérdidas, la inversión capital, impuestos, tasa de descuento y otros factores.

El análisis económico se realizará en este estudio con procedimientos análogos a los vistos anteriormente, con el uso de hojas electrónicas de cálculo.

3.3 REPARACIÓN O REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

El ambiente competitivo que vive la mayoría de las empresas en un ambiente globalizado, hace necesario reforzar de una manera más sistemática el proceso de toma de decisiones, incluyendo en el proceso de análisis, tanto los aspectos técnicos como los económicos. El propósito es describir al transformador como una entidad económica, describir un método o alternativa de evaluación económica.

Actualmente, las reparaciones de transformadores de potencia en algunas compañías son llevadas a cabo evaluando solamente como alternativa de decisión las diferentes ofertas que proponen los diferentes “reparadores de transformadores”. Cuando tiene carga de trabajo, la reparación de transformadores, representa ocupar un espacio de planta y un tiempo que podría ser utilizado para fabricar un transformador nuevo, con el cual pueden alcanzar una mayor rentabilidad.

Reemplazar un transformador, implica dar de baja como activo el transformador a sustituir y dar de alta el transformador de reemplazo, incrementando el valor de los activos, sin ningún incremento en la capacidad instalada. Desde el punto de vista económico, incrementar los cargos fijos relacionados con el uso del capital para comprar un transformador nuevo, el incremento del valor de los activos a su vez aumenta el costo financiero derivado del costo del capital, sin ningún incremento marginal del ingreso por venta de energía, puesto que, se está reemplazando solamente la capacidad del transformador.

La decisión de reparar un transformador tiene como objetivos principales, recuperar la disponibilidad del transformador en el mínimo tiempo posible y maximizar la vida residual, minimizando el costo. La importancia de incluir en el alcance de la decisión, el reparar o reemplazar, tiene que ver con la evaluación de la mejora del desempeño en servicio y con el hecho de que la vida residual de un transformador

3.3.1 El Transformador como una entidad económica. El transformador como una entidad económica puede ser definido prácticamente por la separación de los costos que integran su ciclo de vida y que prácticamente pueden ser subdivididos en tres grandes rubros.

- **Costos de Capital.** Los costos de capital están constituidos por cargos fijos anuales. Los cargos fijos que corresponden al uso del capital, comprenden la depreciación, los impuestos, pólizas de seguros, costos financieros; los asociados al rendimiento del capital, El flujo de caja de estos cargos fijos anuales nivelados es descontado por las tasas de interés y de inflación correspondientes.
- **Costos de Operación.** Los costos de operación son los asociados con el uso del activo, para el caso de los transformadores, el costo de las pérdidas en vacío, las debidas a la carga y el consumo de los auxiliares utilizados para el enfriamiento son los costos relevantes. Los costos de estas pérdidas son función de los elementos siguientes: la carga (demanda) pico inicial, el factor de carga, el factor de responsabilidad (relación entre la carga del transformador durante el pico de la demanda y la carga máxima diaria del transformador),
- **Costos asociados a la seguridad de funcionamiento.** Los costos de la seguridad de funcionamiento tienen que ver con los elementos de este concepto, la disponibilidad, la confiabilidad, la mantenibilidad y el soporte logístico para el mantenimiento. La indisponibilidad de transformadores requiere del uso de infraestructura adicional, ya sea subestaciones móviles o de capacidad extra en subestaciones existentes. El uso de infraestructura adicional, por ejemplo a través

de subestaciones móviles, es una política que tiene un costo de capital alto ya que el factor de servicio de estos equipos normalmente es bajo.

La confiabilidad es un elemento que está ligado a las fallas y con sus consecuencias. Los transformadores tienen diferentes modos, causas y efectos de falla. Los modos, las causas y los efectos de falla dependen de las condiciones de servicio, los criterios de diseño, los cuidados durante la manufactura y de la forma de uso (operación y mantenimiento). Desde un punto de vista económico, la confiabilidad está asociada con el costo de la falla y las consecuencias de la misma.

La mantenibilidad contribuyen los costos asociados con las acciones requeridas de mantenimiento. Estas acciones requeridas de mantenimiento a su vez dependen de: márgenes y criterios de diseño, prácticas de manufactura y de las condiciones de servicio.

Los costos del soporte logístico de mantenimiento tienen más que ver, con las estrategias para llevar a cabo las acciones de mantenimiento. El mantenimiento preventivo tendrá normalmente costos más altos, estos costos estarán asociados con la indisponibilidad del transformador al estar fuera de servicio mientras se ejecutan acciones de mantenimiento programado. Por otra parte, la estrategia de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad, tendrá costos relacionados con la gestión y la infraestructura requerida para optimizar (minimizar) la indisponibilidad y el tiempo utilizado para ejecutar las acciones de mantenimiento.

3.3.2 La Reparación de Transformadores. Pueden distinguirse dos razones para reparar un transformador de potencia:

- **Rehabilitación.** Sería consecuencia de la detección de un defecto o condición de daño incipiente, en la cual, si no se toma alguna acción correctiva, la probabilidad de la ocurrencia de la falla es notoria, con esta probabilidad también crece el costo de la falla y de sus consecuencias.
- **Reparación por falla.** Bajo esta condición, la reparación es forzada por la ocurrencia de un evento que terminó en una falla.
- **El proceso de Decisión.** La operación de un transformador implica: el uso de capital y por lo tanto un cargo fijo durante la vida económica del transformador, también un costo de operación (pérdidas debidas a la carga, en vacío y el consumo del enfriamiento); este costo será variable en función del uso de la demanda y la tasa de crecimiento de la misma y el costo de las actividades asociadas con el mantenimiento.

Al final de la vida útil, el transformador también tiene asociado un costo de disposición y un valor de salvamento. El costo de la disposición depende mucho de las regulaciones ecológicas porque involucra el manejo del aceite aislante y material contaminado por este. El costo promedio de falla. Este costo promedio de falla, puede estimarse a partir del promedio ponderado de las causas de falla multiplicado por los costos asociados a las mismas.

Estos costos pueden ser distribuidos anualmente de una manera nivelada durante la vida económica del transformador. El procedimiento para obtener el costo anual nivelado consiste en distribuir anualmente el costo de capital, los costos de operación y mantenimiento, el costo promedio de falla y en el último año, el valor de salvamento.

3.3.2.1 Las variables involucradas en el proceso de decisión reparar o reemplazar. Son las siguientes:

- Número de años en servicio antes de la ocurrencia de la falla o de la necesidad de rehabilitarlo.
- Vida económica
- Tipo y causa de falla
- Tasa promedio de fallas
- Costo promedio de fallas
- Pérdidas en vacío, debidas a la carga y consumo de enfriamiento del transformador a reparar
- Factores de evaluación de las pérdidas.
- Costo de la reparación (incluyendo transporte, montaje, instalación y puesta en servicio)
- Vida estimada de la reparación
- Incertidumbre de la estimación de la vida
- Costo de un transformador nuevo (incluyendo transporte, montaje, instalación y puesta en servicio)

3.3.2.2 Las variables financieras:

- Depreciación
- Tasa de cargos fijos
- Tasa de descuento
- Tasa de inflación
- Impuestos
- Seguros

- Valor de salvamento

3.3.2.3 Planteamiento de escenarios del problema de decisión:

- **Caso I: No hay falla.** Un transformador sobrevive su vida económica, tiene un costo anual nivelado, y una cantidad de energía promedio anual, es manejada durante varios años de su vida económica. Por lo tanto, la energía tiene un costo de operación promedio durante su vida útil. Este costo depende de las características de uso del transformador. Un transformador para generador en una central termoeléctrica de carga, tendrá costos menores que un transformador de subtransmisión, porque su factor de carga es más alto y además constante.
- **Caso II: La reparación (ya sea por falla o rehabilitación) es rentable.** Si la falla de un transformador ocurre después de X años en servicio dentro de la vida económica, la reparación asegura la extensión de la vida económica del transformador en Z años ($X+Z$) y, el costo anual nivelado de la reparación tomado en cuenta la extensión de vida, al menos se iguala con el costo nivelado de los años de vida económica de manera que el costo promedio nivelado anual de energía se mantenga constante. Esto implica, la definición de la política de: reevaluar el transformador con el costo de la reparación en el momento que es reparado. Esta reevaluación inicia un nuevo ciclo económico en cual el costo de capital del transformador se calculará depreciando con el valor original hasta alcanzar los años de vida económica y, con el valor de la reparación a partir de año de la reparación hasta los N_0 de años de extensión de vida. La estimación de los N_0 de años adicionales de extensión de vida, depende de los requisitos establecidos en el alcance de la reparación, si es una reparación completa y se cambian los componentes críticos, se llevan a cabo pruebas y se utilizan criterios de aceptación similares a los utilizados en transformadores nuevos, permitirían asumir la hipótesis de que la vida útil de un transformador reparado sería la misma de un transformador nuevo. Considerado dentro del alcance de la reparación la inclusión de elementos que permitieran el monitoreo y/o el diagnóstico en línea, esto último, reduciría la incertidumbre respecto a la estimación de la vida residual y disminuiría el costo del mantenimiento.
- **Caso III: La reparación no es rentable.** Esta situación ocurre cuando la reparación no garantiza la recuperación de la confiabilidad, esto sucede cuando; se llevan a cabo reparaciones parciales, por ejemplo, cuando se repara solo la fase fallada y las otras dos fases estuvieron expuestas a la contaminación por carbón o por partículas de cobre, también cuando no se requieren pruebas que aseguren el desempeño óptimo del sistema de aislamiento, cuando la falla ocurre por un defecto en el diseño y la reparación repite el mismo error, porque el

reparador no tiene infraestructura para revisar, corregir y modificar el diseño original, un ejemplo de lo anterior es el caso de la resistencia a corto circuito, cuando esto ocurre, la opción de evaluar el costo de un transformador nuevo es conveniente. En este caso, el riesgo y el método para evaluarlo son relevantes, porque la ponderación del riesgo es la que inclinaría la balanza por la opción de rechazar la reparación.

➤ **Caso IV: La reparación no es rentable.** La falla de un transformador ocurre después de X años de servicio dentro de la vida económica, la reparación puede alcanzar o exceder marginalmente la vida económica original, sin embargo, el costo de las pérdidas originales es mucho mayor que la alternativa que ofrecería un transformador nuevo con factores de evaluación de pérdidas actualizados. Un transformador nuevo, ofrecería un nuevo ciclo de vida económica con costos anuales nivelados menores y además aseguraría la extensión de vida del activo.

➤ **Caso V:** La reparación no es rentable, pero el costo de la indisponibilidad es alto. La evolución de un defecto crítico es detectada, la reparación aún cuando requiere de un menor tiempo que la fabricación de un transformador nuevo no es deseable porque no es rentable, Sin embargo el costo de la falla y la indisponibilidad son muy altos. La alternativa de decisión es que es más aceptable continuar con la operación del transformador evaluando el riesgo.

La evaluación del riesgo podría llevarse a cabo en línea mediante equipos de diagnóstico y monitoreo. Los costos de los equipos de diagnóstico y monitoreo al ser para uso temporal en este transformador, no son cargados al transformador, si no que son cargados a la infraestructura para proporcionar el soporte logístico de mantenimiento.

3.4 MANTENIMIENTO A TRANSFORMADORES

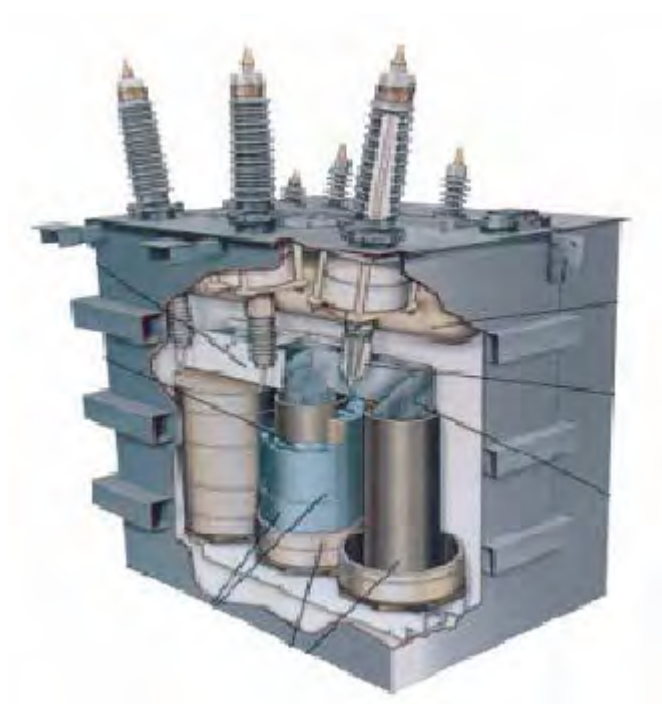
Se basa en la planeación y el seguimiento de los equipos durante su periodo de vida útil, para obtener el máximo aprovechamiento de su operación y predecir la necesidad del cambio del mismo.

3.4.1 Mantenimiento Predictivo. En el mantenimiento predictivo se hacen las siguientes listas de chequeo:

- Evaluación del equipo: Levantamiento técnico.
- Determinación de su estado actual.
- Historial del equipo.

- Diagnostico actual del equipo.
- Plan general de trabajo.
- Seguimiento.

Figura 3.2 Mantenimiento a Transformadores



3.4.2 Mantenimiento Preventivo. Ya nos es claro que dependiendo del diagnóstico así mismo se determina la formulación exacta de mantenimiento que un transformador requiere. Algunas acciones se efectúan en el campo puramente preventivo por excelencia y en los casos más críticos se llegarán a una formulación de mantenimiento prácticamente de salvamento de una unidad.

El objetivo no se puede perder de vista. Debemos defender el papel aislante del agua y de los productos de oxidación generados por el aceite en cualquier etapa ya sea inicial, intermedia o avanzada de esta degradación.

Mientras la ejecución del mantenimiento se efectúe más en lo preventivo que en lo casi correctivo, más económico y menos traumático será el mantenimiento.

Las diferentes formulaciones de mantenimiento según las recomendaciones del diagnóstico, las podemos agrupar en cuatro grupos, encontrándose dentro de los mismos diferentes niveles según lo avanzado de la exigencia a resolver así:

- Tratamiento al aceite por termo vacío y adición de inhibidor
- Secado del transformador
- Regeneración o desludificación de aislamientos
- Regeneración o desludificación de aislamientos con secado

En el mantenimiento preventivo También se puede hacer las siguientes listas de chequeo:

➤ **Limpieza general del transformador.**

- Filtrado del aceite. Regenerado de aceite dieléctrico.

Pruebas en campo (Rigidez dieléctrica, antes y después del filtrado).
Reposición de nivel en caso de ser requerido.

- Pruebas Eléctricas. Resistencia de aislamiento. Índice de polarización.
Índice de absorción.

- Relación de transformación. Porcentaje de desviación.
Corriente de excitación.

- Resistencia ohmica.

- Pruebas físicas al aceite.

Apariencia visual.

Color.

Densidad.

Punto de anilina.

Tensión interfacial.

Viscosidad.

- Pruebas eléctricas al aceite. Rigidez dieléctrica.
Factor de potencia a 25°C y 100°C.

- Pruebas químicas al aceite. Contenido de humedad.
Cromatografía de gases.
Determinación de PCB's.
Número de neutralización.

- Entrega de reportes. Memoria fotográfica antes y después del mantenimiento.
Reportes de pruebas.
Análisis y conclusiones.
- Servicio adicional sin costo.
Limpieza de equipos del local (lámparas y accesorios).
Pintura del área de resguardo.

Los trabajos para el mantenimiento preventivo podrán ser modificados, de acuerdo a las características y condiciones de cada equipo, siempre buscando el mayor beneficio para los transformadores

Como observación al energizar nuevamente las instalaciones eléctricas, se efectuará las pruebas y mediciones finales, para garantizar la funcionalidad de las mismas.

La necesidad del mantenimiento preventivo en las instalaciones eléctricas, tanto en las de Alta, Media y Baja tensión se multiplica en función de los daños que podría ocasionar su parada por avería, tanto se trate de instalaciones públicas como privadas. Tratándose de costosos equipos, su revisión debe efectuarse con la periodicidad establecida en su proyecto de instalación, adecuándola en todo momento a las especiales características de su utilización, ubicación, etc.

3.4.3 Mantenimiento Correctivo. El llamado de mantenimiento correctivo se debe a Llamadas de emergencia, atención las 24 horas del día los 365 días del año, y las soluciones deben de ser Inmediata.

El procedimiento para una reparación puede ser:

- Diagnostico del problema encontrado.
Reparación general.
Suministro de materiales.
Filtrado del aceite. Regenerado de aceite dieléctrico.
Pruebas en campo (antes y después del filtrado).
Reposición de nivel en caso de ser requerido.
- Pruebas eléctricas en campo.
Pruebas eléctricas, físicas y químicas al aceite.
Entrega de reportes. Pruebas.
Diagnostico y conclusiones.
Recomendaciones preventivas.

- Reparación general
Soporte Técnico.
Cotizaciones.

- Se ordena reparación

Normas Básicas Previas. Detallamos unos consejos básicos y generales:

Planificar el trabajo con antelación a la parada y desconexión del transformador de la Red, solicitando los permisos y efectuando todos los avisos necesarios.

Recopilar toda la información técnica relativa al Transformador y sus equipos (ventiladores, sistemas de control y seguridad, etc.).

Revisar todo el protocolo de seguridad necesario, incluyendo los equipos necesarios: puestas a tierra, señalizaciones, etc.

Seleccionar el personal necesario para la tarea de mantenimiento entre los capacitados para ello, así como los medios materiales y herramientas, vehículos, grúas, etc.

3.4.4 Tareas de Mantenimiento. Aunque cada instalación tendrá características específicas, intentaremos relacionar las más habituales; resaltamos una vez más que todo trabajo deberá cumplir con las normas y protocolos de seguridad pertinentes, por personal autorizado y formado para ello.

- Desconectar el equipo de la Red de tensión, tomando todas las medidas necesarias establecidas en el protocolo. Las más habituales son: Puesta a tierra del equipo, Bloqueo de todas las posibles conexiones entrantes y salientes, delimitación y marcado del área de trabajo.

- Comprobación del sistema de seguridad por sobre temperatura.

- Comprobación del sistema de seguridad por sobre presión interna de transformador.

- Comprobación de los sistemas de sobre corriente, fuga a tierra, diferencial, etc. en función del tipo y modelo del transformador.

- Comprobación del resto de indicadores, alarmas ópticas y/o acústicas.

- Comprobación del nivel de aceite, así como posibles fugas.

- Prueba de Rigidez Dieléctrica del Aceite; la muestra debe tomarse de la parte baja del transformador, mediante la válvula de muestreo.
- Comprobación, limpieza y ajuste de todas las conexiones eléctricas, fijaciones, soportes, guías y ruedas, etc.
- Comprobación y limpieza de los aisladores, buscando posibles grietas o manchas donde pueda fijarse la suciedad y/o humedad.
- Comprobación en su caso del funcionamiento de los ventiladores, así como limpieza de radiadores o demás elementos refrigerantes.
- Limpieza y pintado del chasis, carcasas, depósito y demás elementos externos del transformador susceptibles de óxido o deterioro.

Prueba de Rutina:

- Medida de la resistencia de los bobinados.
- Medida de la relación de transformación y control del grupo de conexión
- Medida de la tensión de impedancia, impedancia de corto circuito y pérdidas debida a la carga.
- Medida de las pérdidas y de la corriente y en vacío.

3.4.5 Estado del Aislamiento de Papel de los Bobinados. La geometría de los bobinados del transformador se mantiene con ayuda del encintado de los conductores de cobre. Este encintado se realiza con Papel Kraft. Es por lo tanto un material cuya base es la celulosa. Bajo la acción de la temperatura (por encima de los 60°C) esta se degrada disminuyendo su Grado De Polimerización (G.P.). Cuando el transformador es nuevo, después de realizarse la impregnación de los bobinados con aceite, se puede estimar que el G.P. promedio es de 1000.

En su degradación térmica se origina un producto como el 2-furfuraldehído (2-FAL), que en una pequeña parte pasa al aceite. La determinación de la concentración de 2-FAL en el aceite, está relacionada con la disminución del G.P. del papel. Se identifican así los defectos térmicos que afectan al aislamiento sólido y el grado de envejecimiento del aislamiento por la estimación del G:P. Residual del papel aislante.

Hay dos agentes que inciden directamente en la reducción de la vida útil del papel, disminuyendo su resistencia mecánica a la tracción y contaminando su estructura fibrosa, afectando también sus propiedades aislantes y dieléctricas: Ellos son el agua y los productos de oxidación del aceite.

Entonces, un buen sistema de mantenimiento preventivo debe estar dirigido hacia extraer el agua y los productos de oxidación generados por el aceite y depositados especialmente en el sistema de aislamiento sólido, es decir, en el papel aislante a base de celulosa, impregnando de tales productos indeseables los intersticios del tejido fibroso de que está constituido dicho papel.

Un filtro prensado del aceite no constituye, por tanto, una solución de fondo a la necesidad de mantenimiento requerida por un transformador, puesto que no soluciona ni el secamiento del papel ni mucho menos la limpieza de éste de los productos de oxidación generados por el aceite en su proceso de degradación y depositados, como se dijo antes, en los espacios intersticiales del papel aislante.

Condición de equilibrio. En términos de humedad en los aislamientos se define una CONDICIÓN DE EQUILIBRIO cuando el contenido de agua de la celulosa y el medio que la rodea es estable, es decir que no hay transferencia de agua de un medio a otro. En ésta condición la presión parcial de vapor de agua del medio que rodea la celulosa es igual a la presión de vapor de agua en la superficie de esta.

Medida del punto de rocío. Antes de iniciar el mantenimiento a un transformador se debe medir la temperatura de punto de rocío o escarcha con el fin de obtener la correspondiente presión de saturación del vapor de agua en el ambiente que rodea la celulosa dentro del transformador.

Temperatura de punto de rocío. Es la temperatura a la cual el vapor de agua se condensa cuando se enfría a presión constante.

Como ya se dijo la gran utilidad de esta medición se basa en la obtención de la presión parcial de vapor de agua en el proceso isobárico, y en condiciones de equilibrio sabemos que es la misma de la superficie de la celulosa, hallando luego el porcentaje de agua en dicho componente del aislamiento.

Rigidez dieléctrica. Se define como rigidez dieléctrica a la capacidad de un aislante para soportar tensión eléctrica a determinada rampa de incremento de la misma sin fallar. La prueba se realiza aplicando progresivamente tensión a dos electrodos de bronce, de geometría y separación según la norma que se esté aplicando, sumergido en el aceite a probar y el conjunto aceite electrodo contenido en un vaso apropiado. La tensión se aplica a una rampa específica para

cada tipo de Norma. La geometría de los electrodos y su separación varían de acuerdo a la Norma que se esté aplicando en cada caso.

La rigidez es útil como un primer indicio de la presencia de contaminantes tales como agua, impurezas, fibras de celulosa o partículas conductoras, y además es importante como concepto de seguridad de operación actual del equipo. Sin embargo, UN ALTO VALOR DE RIGIDEZ DIELECTRICA NO INDICA QUE HAYA AUSENCIA TOTAL DE TODO TIPO DE CONTAMINANTES. La Rigidez Dieléctrica no puede ser el único parámetro que defina el camino a seguir en mantenimiento preventivo. Es importante como PARTE DEL PAQUETE DE PRUEBAS DE DEGRADACIÓN internacionalmente reconocido, y no nos exime por tanto de la necesidad de ejecutar las demás pruebas para tomar una acertada decisión.

Debido a varios agentes y catalizadores que acompañan al aceite aislante dentro del transformador, se desarrolla un proceso químico de oxidación o acidificación. Estos agentes (hierro, cobre, celulosa, oxígeno, barnices, lacas, pinturas, agua, temperatura, sobre tensiones eléctricas, sobrecargas, rayos solares etc.) se comportan como catalizadores y acelerantes del proceso contribuyendo al desarrollo de reacciones químicas en cadena, formando en principio distintos productos intermedios de oxidación, altamente contaminantes, siendo los alcoholes y aldehídos las primeras sustancias polares que aparecen, para a su vez entre ellos lateralmente generar cetonas y posteriormente en el proceso obtener ácidos orgánicos que también reaccionan fácilmente entre sí formando ESTERES, los cuales a su vez se activan y polimerizan aglomerándose y formando complejos moleculares de alto peso en forma de LODOS, que se depositan en los intersticios de las **fibras de la celulosa**, los devanados, el núcleo y radiadores del transformador, formando en casos de avanzada degradación, capas endurecidas, afectando notablemente las condiciones de operación del equipo, poniéndolo en grave riesgo de falla.

Actualmente ya se tiene un consenso para que la vida útil de un aceite aislante se defina como el tiempo durante el cual el aceite alcanza un número de neutralización de 3,0 mg KOH/g, (2) y este valor se alcanza con más o menos velocidad, dependiendo de la cantidad de aire disuelto en el aceite, la hidrólisis del agua presente en el transformador, la descomposición de la celulosa, y de una manera significativa y directa la temperatura del transformador.

3.4.5.1 Tipos de Fallas en el Devanado:

➤ **Falsos contactos.** De no detectarse a tiempo, este tipo de falla deteriora el aislamiento y contamina el aceite produciendo gasificación, carbono y

"abombamiento" del transformador. Esta falla se manifiesta por presencia de carbón en las terminales o por terminales carcomidas o de una coloración intensa en aislamientos y conductor. Como los falsos contactos se originan por terminales sueltas, es recomendable apretar periódicamente las terminales externas e internas del transformador.

➤ **Corto circuito externo.** Esta falla, como su nombre lo indica es producida por un corto externo al transformador. El daño que produzca al Transformador dependerá de su intensidad y del tiempo de duración. La alta corriente que circula durante el corto, se traduce en esfuerzos mecánicos que distorsionan los devanados y hasta los ponen fuera de su lugar. Si el corto es intenso y prolongado, su efecto se reflejará en una degradación de aceite, sobre presión, arqueos y "abombamiento" del tanque. Después de una falla de este tipo y antes de poner en servicio el transformador, se debe tener la certeza de que se ha eliminado el corto y revisar exhaustivamente el transformador para determinar si está o no dañado.

➤ **Corto circuito entre espiras.** Este tipo de fallas, son el resultado de aislamientos que pierden sus características por exceso de humedad, por sobre calentamientos continuados, por exceso de voltaje, etc. Estas fallas tardan tiempo en poner fuera de servicio al transformador y se manifiestan por un devanado regular, excepto en el punto de falla. Su ionización degrada al aceite y debe haber rastros de carbón en el tanque y posiblemente "abombamientos".

➤ **Sobre tensiones por descargas atmosféricas.** Para prevenir, en lo que cabe, este tipo de falla, se recomienda el uso de pararrayos lo más cercanos al transformador. Si la subestación es convencional y de instalación exterior, se disminuye la incidencia de descargas atmosféricas con el uso de hilo de guarda. En caso de la sobre tensión resultante de la descarga atmosférica rebase los límites de nivel de impulso del transformador, el devanado sujeto a este esfuerzo fallará. La manifestación de este tipo de fallas, son bobinas deterioradas en la parte más cercana al transformador, o sea, a los herrajes; como el tiempo de duración de la falla es mucho muy corto, no se produce deterioro en el aceite, ni gasificación del mismo y por lo tanto no se observan por regla general, fallas o "abombamientos" en el tanque.

➤ **Sobre tensiones por transitorios.** Este tipo de sobre tensiones son producidas por falsas operaciones de switcheo, por puesta de servicio y desconexión de bancos Capacitores, etc. Los sobre voltajes que producen son del orden de hasta dos veces el voltaje de operación, su resultado de daño es a largo plazo y se define en algunas ocasiones como un corto circuito entre espiras. Si ya el aislamiento estaba deteriorado, se manifiesta la falla como por un "disparo de

bala expansiva". La ionización generada contamina el aceite, lo gasifica y se observa un "abombamiento" en el tanque.

➤ **Sobre cargas.** Si las sobre cargas a que se sujete el transformador no han sido tomadas en cuenta durante el diseño del aparato, éste se sujetará a un envejecimiento acelerado que destruirá sus aislamientos y su falla se definirá por un corto circuito entre espiras.

3.4.5.2 Prueba de Resistencia de Aislamiento. Verificar que los aislamientos del transformador bajo prueba cumplen con la resistencia mínima soportable bajo la operación a la que serán sometidos, así como de comprobar la no inadecuada conexión entre sus devanados y tierra para avalar un buen diseño del producto y que no existan defectos en el mismo.

Instrumentos de Medición. Los instrumentos de medición que se emplearán en esta prueba dependen del grado de exactitud de la lectura de la resistencia de aislamiento que se quiera conocer.

Normas de Referencia. Las presentes especificaciones están referidas a lo estipulado en las normas:

➤ IEEE C57.12.90-1993 "IEEE Standard test code for liquid - immersed distribution, power, and regulating transformers and IEEE guide for short - circuit testing of distribution and power transformers".

➤ IEEE 43-1974

Tabla 3. Voltaje de prueba para diferentes voltajes de referencia

Voltaje nominal de referencia (V)	Voltaje de prueba (V)
Menos de 115	250
115	250 o 500
230	500
460	500 o 1000

3.4.5.3 Prueba de Factor de Potencia a los Aislamientos. El Factor de Potencia de un aislamiento es una cantidad adimensional normalmente expresada en por ciento, que se obtiene de la resultante formada por la corriente de carga de pérdidas que toma el aislamiento al aplicarle una corriente de un voltaje determinado, es en si, una característica propia del aislamiento al ser sometido a campos eléctricos.

Debido a la situación de no ser aislantes perfectos, además de una corriente de carga puramente capacitiva, siempre los atravesara una corriente que está en fase con el voltaje aplicado (I_r), a esta corriente se le denomina de pérdidas dieléctricas.

3.4.5.4 Revisión de Cambiadores de TAP'S. Las cuales tenemos:

Reparaciones menores. Son aquellas comunes y factibles de realizarse en campo a los componentes de un transformador y equipo afín.

Las fallas se pueden presentar en los elementos siguientes del transformador:

➤ **Cambiador de derivaciones.**

Bajo carga.

Sin carga (desenergizado).

➤ **Transformadores de corriente.**

Núcleo y bobinas.

Boquillas y guías.

- Tanque principal.
- Tanque conservador.
- Indicador de temperatura de devanado.
- Termómetro de aceite
- Indicador de temperatura del punto más caliente (Hot - Spot).
- Indicador de temperatura de devanado.
- Medidor de relación sobrecarga temperatura o relé de imagen térmica.
- Relé Buchholz.
- Relé de sobrepresión.
- Relé de presión súbita.
- Dispositivos y / o equipos de preservación de aceite.
- Radiadores.
- Ventiladores.
- Bombas de recirculación de aceite.
- Indicadores de flujo.
- Gabinetes de control.

- Válvulas.
- Purgas de aire (Boquillas, tanques y radiadores).

➤ **Cambiador de Derivaciones (de TAP's).**

Bajo Carga:

Los problemas más frecuentes se presentan en el Diversor (Diverter Switch) y se recomienda:

- Revisar mecanismos de mando comprobando su sincronismo.
- Revisar el diagrama de alambrado de control
- Inspección, limpieza y cambio de aceite.

Sin Carga (desenergizado):

- Revisar mecanismos de mando sobre todo cuando se trata de operación en grupo.
- Revisión de contactos y articulaciones internas.

En conclusión lo eficiente del servicio dependerá de la rapidez con se detecte el problema. Si bien es reconocido que un mantenimiento correctivo realizado en un plazo no muy prolongado, es un buen servicio para el transformador en aceite, creemos que ésta reparación será mejor si le damos la aplicación correcta y realizar sus pruebas e inspecciones en un tiempo no mayor a un año, y de el cliente dependerá de si se lleva o no un registro de operaciones y resultados. Por supuesto que nuestra labor de mantenimiento correctivo, basada en una experiencia amplia y del análisis de sus resultados, contribuirá a lograr que nuestro transformador obtenga su vida útil, y a prevenir fallas en éste. Esto último es muy importante, pues el tener un transformador fuera de servicio se traduce al menos en una paralización parcial de operaciones y por lo tanto en pérdidas de producción.

4. CASOS DE APLICACIÓN PRÁCTICA

En este caso de estudio se aplicaron los procedimientos, del Manejo Eficiente de la Energía aplicada en Transformadores, encontrando el régimen económico, la eficiencia diaria, rendimiento optima de carga, y la regulación tensión bajo carga, aplicado a un caso real en la industria.

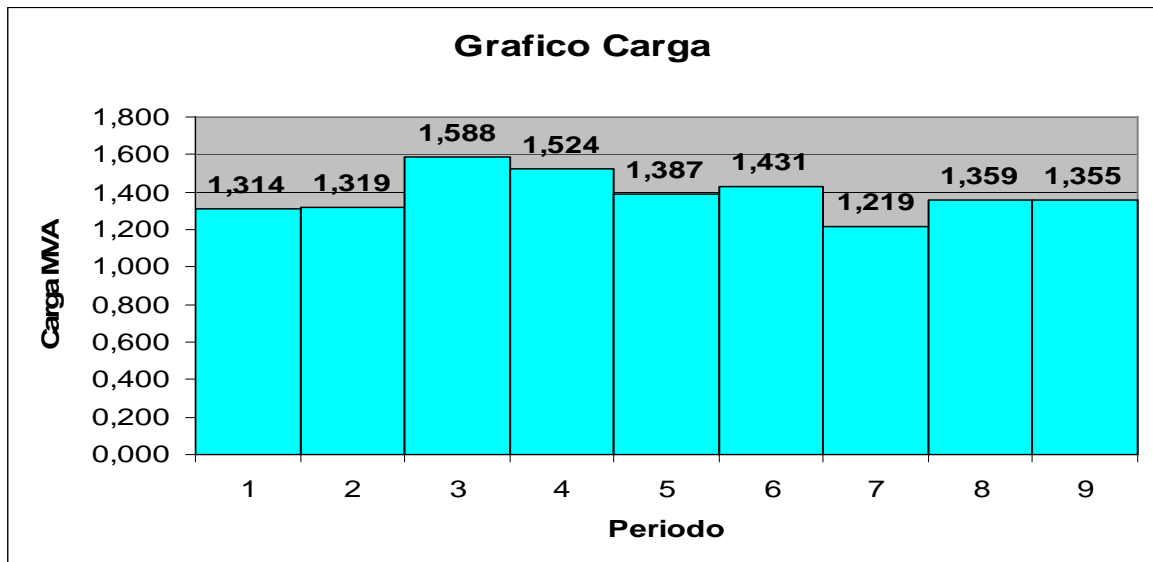
Caso:

Una subestación principal de una empresa, tiene la carga horaria que se muestra en la **Tabla 4**. El gráfico de carga correspondiente se da en la **Figura 4**. Los equipos de primera categoría de la planta consumen 1 MVA.

Tabla 4. Carga horaria

Periodo			No Horas	Carga MVA	No horas Carga Max.
No per.	H. inicial	H. Final			
Periodo No 1	0	1	1	1,314	0
Periodo No 2	1	3	2	1,319	0
Periodo No 3	3	6	3	1,588	3
Periodo No 4	6	9	3	1,524	0
Periodo No 5	9	11	2	1,387	0
Periodo No 6	11	14	3	1,431	0
Periodo No 7	14	17	3	1,219	0
Periodo No 8	17	23	6	1,359	0
Periodo No 9	23	24	1	1,355	0

Figura 4. Gráficas de cargas



Las tarifas de energía correspondientes a la planta son las siguientes:

Tabla 4.1 Tarifa Eléctrica

Tarifa Electrica		
Franja en Horas	Horario (Horas)	Tarifas \$
Franja 1	09:00 - 12:00	205,180006
Franja 2	18:00 - 21:00	205,180006
Franja 3	04:00 - 08:00 / 13:00 - 17:00 / 22:00 - 23:00	201,851045
Franja 4	01:00 - 03:00 / 24:00	199,473215

La empresa trabaja los 365 días al año en igual condición del gráfico de carga, de acuerdo a las condiciones de carga de la [Figura 4.0](#)

Pregunta 1. Seleccionar el número de transformadores a instalar.

Pregunta 2. Se dispone de dos transformadores de 1.6 MVA y uno de 1. MVA que los parámetros son:

Tabla 4.2 Parámetros de los transformadores

Datos de transformadores						
Transformador	T1		T2		T2	
SN (MVA)	1	MVA	1,6	MVA	1,6	MVA
$\Delta P_{sc} (kw)$	1,98	kw	2,88	kw	2,88	kw
$\Delta P_{cc} (kw)$	12	kw	17,4	kw	17,4	kw
$I_{sc} (\%)$	1,2		1,0		1,0	
$V_{cc} (\%)$	5,5		5,5		5,5	
Tensión primaria	34500	V	34500	V	34500	V
Tensión secundaria en vacio	460	V	460	V	460	V
Tensión secundaria en vacio	265	V	265	V	265	V
Precio sin iva	\$ 55.850.000,00		\$ 64.700.000,0		\$ 64.700.000,0	

Determinar las condiciones posibles de transformadores para asumir la demanda en las horas pico.

Pregunta 3. Analizar la posibilidad de trabajo de los transformadores en régimen de falla de uno de ellos, para cada uno de las variantes que resulta.

Pregunta 4. Determine el régimen de trabajo económico útil de los transformadores con cada variante.

Pregunta 5. Analizar cual de las variantes es la más económica al cabo de la vida útil de los transformadores. Desprecie los efectos de variación del factor de potencia. Otros datos técnico - económicos que tenemos:

- Días de operación 365
- Vida útil 25 años
- Tasa anual de inflación de la energía 2.5
- Tasa de descuento 15%
- Tasa de impuesto 35%

Solución de las preguntas:

Respuesta 1. Como la empresa tiene equipos indispensables para su producción debemos tener en cuenta que la máxima carga es de **1.588 MVA** durante tres (3) horas.

Las posibles combinaciones serian:

- **1MVA + 1.6MVA**
- **1.6MVA + 1.6MVA**

Respuesta 2. Se tiene **SM = 1.588 MVA** y **tdm = 3 horas**

Del gráfico de carga No 40 se determina el factor de llenado

$$kll = \frac{Sm}{SM}$$

Sm = potencia activa media

SM = potencia activa máxima

Tdm = tiempo en horas

$$Sm = \left(\frac{1.357*1 + 1.31*2 + 1.501*3 + 1.524*3 + 1.387*2 + 1.431*3 + 1.219*3 + 1.359*6 + 1.355*1}{24} \right) = 1.3966363MVA$$

$$kll = \frac{1.3966363MVA}{1.588MVA} = 0.879616218$$

Según la [Figura 2.3](#) se determina que para **kll = 0.879616218** y un **tdm = 3 horas**.

La sobrecarga sistemática admisible es:

$$S'P > 1.3$$

Se toma el máximo recomendado de, $S'P = 1.3$, como la demanda máxima es de 1.588 MVA esta se puede suministrar con dos (2) transformadores uno de 1 MVA y otro de 1.6 MVA ya que:

$$1.3 * (1MVA + 1.6MVA) = 3.38MVA > 1.588MVA$$

Evidentemente se puede utilizar dos transformadores de **1.6 MVA**.

Respuesta 3. Si la combinación es de **1MVA** y **1.6MVA** y durante la desconexión de la falla de uno de ellos, el caso mas critico seria el de **1.6MVA**.

Los equipos de mas importancia en la empresa no sobrepasa aproximadamente **1.0MVA** de carga, se pueden desconectar durante un determinado tiempo los equipos de menor importancia, y/o aceptando esta variante.

Sin embargo con dos de **1.6MVA** la carga de los transformadores antes de la sobrecarga de emergencia será:

$$\frac{SM}{SN} = \frac{1.588}{(2 * 1.6)} = 0.496$$

Por lo tanto uno de **1.6MVA** podría llevar durante varios días una carga total máxima de:

$$1.6 * 1.3 = 2.08MVA$$

Respuesta 4. Para los cálculos del régimen económicamente útil se considera:

$$kip = 0.05 \frac{kw}{kVA} \quad \text{entre} \left(0.02 \frac{kw}{kVAr} \dots\dots 0.05 \frac{kw}{kVAr} \right)$$

$$kip = 0.05 \frac{kw}{kVA} \quad kip = \text{coeficiente incremental de perdidas} \quad \frac{kw}{kVAr}$$

Para un transformador de 1MVA:

$$\Delta Q_{sc} = S_N \left(\frac{I_{sc}}{100} \right) = 1000k * \left(\frac{1.2}{100} \right) = 12kVAr$$

$$\Delta Q_{cc} = S_N \left(\frac{V_{cc}}{100} \right) = 1000k * \left(\frac{5.5}{100} \right) = 55kVAr$$

$$\Delta P'_{sc1} = \Delta P_{sc} + kip \Delta Q_{sc} = 1.98 + (0.05 * 12) = 2.58kw$$

$$\Delta P'_{cc1} = \Delta P_{cc} + kip \Delta Q_{cc} = 12 + (0.05 * 55) = 14.75kw$$

Para el transformador de 1.6 MVA:

$$\Delta Q_{sc} = S_N \left(\frac{I_{sc}}{100} \right) = 1600k * \left(\frac{1.0}{100} \right) = 16kVA_r$$

$$\Delta Q_{sc} = S_N \left(\frac{V_{cc}}{100} \right) = 1600k * \left(\frac{5.5}{100} \right) = 88kVA_r$$

$$\Delta P'_{sc2} = \Delta P_{sc} + kip \Delta Q_{sc} = 2.88 + (0.05 * 16) = 3.68kw$$

$$\Delta P'_{cc2} = \Delta P_{cc} + kip \Delta Q_{cc} = 17.4 + (0.05 * 88) = 21.8kw$$

En nuestro caso tenemos 2 transformadores idénticos de **1.6 MVA** trabajando en paralelo se tiene que el punto en que conviene pasar de la operación con el primero a la operación con el segundo se determina así:

Variante 2

$$a_1 = \Delta P'_{sc1} = 3.68$$

$$a_2 = \Delta P'_{sc2} = 3.68$$

$$a_{12} = 2a_1 = 2a_2 = 2\Delta P'_{sc2} = 2 * 3.68 = 7,36kw$$

$$b_1 = \frac{\Delta P'_{cc1}}{S^2 N_1} = \frac{21.8}{(1.6 * 10^3)^2} = 8.516 * 10^{-6} kw$$

$$b_2 = \frac{\Delta P'_{cc2}}{S^2 N_2} = \frac{21.8}{(1.6 * 10^3)^2} = \frac{21.8}{2.56 * 10^6} = 8.516 * 10^{-6} kw$$

$$b_{12} = \frac{b_1}{2} = \frac{b_2}{2} = 0.5 \frac{\Delta P'_{cc}}{S^2 N} = 0.5 \left[\frac{21.8}{(1.600)^2} \right] = 4.258 * 10^{-6} kw$$

y

$$S_{N1} = S_{N2} = S_N \Rightarrow 1600kVA_r$$

Entonces de la ecuación (3.27) se obtiene:

$$S_{cC} = S_N \sqrt{2 \left(\frac{\Delta P'_{sc}}{\Delta P'_{cc}} \right)} kVA$$

$$S_{cC} = 1600 kVA \sqrt{2 \left(\frac{3.68 kW}{21.8 kW} \right)} = 0.930 * 10^3 kVA = 0.93 MVA$$

Si trabajamos con un transformador de **1 MVA** en paralelo con el **1.6 MVA** (variante 1) vamos a tratar de buscar un punto en que conviene pasar la operación con el primero a la operación con el segundo (A en la Figura 3.1) donde determinamos con la ecuación (3.21) • (3.22) y obtenemos:

$$a_1 = \Delta P'_{sc1} = 2.58 kW$$

$$a_2 = \Delta P'_{sc2} = 3.68 kW$$

$$b_1 = \frac{\Delta P'_{cc1}}{S^2 N_1} = \frac{14.75}{(1 * 10^3)^2} = 1.475 * 10^{-5}$$

$$b_2 = \frac{\Delta P'_{cc2}}{S^2 N_2} = \frac{21.8}{(1.6 * 10^3)^2} = \frac{21.8}{2.56 * 10^6} = 8.516 * 10^{-6}$$

Ya que $a_2 > a_1$ utilizamos la ecuación (3.21)

$$S_{cA} = \sqrt{\frac{(a_2 - a_1)}{(b_1 - b_2)}} = \sqrt{\frac{(3.68 - 2.58)}{(14.75 - 8.52) * 10^{-6}}} = \sqrt{\frac{1.1}{6.23 * 10^{-6}}} = 420.2 kVA = 0.420 MVA$$

La operación con el transformador **T2** aislado resulta más económica que con **T1** y **T2** en paralelo, hasta cumplir que la ecuación (3.31) sea cero, a partir de las ecuaciones (3.29) y (3.30)

$$a_{\Sigma+1} = a_1 + a_2 = \Delta P'_{sc1} + \Delta P'_{sc2} = 2.58 + 3.68 = 6.26 kW$$

$$a_{\Sigma} = a_2 = \Delta P'_{sc2} = 3.68 kW$$

$$b_{\Sigma+1} = b_1 + b_2 = \frac{\Delta P'_{cc1} + \Delta P'_{cc2}}{(S_{N1} + S_{N2})} = \frac{14.75 + 21.8}{(1*10^3 + 1.6*10^3)^2} = \frac{36.55}{6.76*10^6} = 5.41*10^{-6} \text{ kw}$$

Si igualamos a cero en la ecuación (3.31)

$$a_{\Sigma+1} - a_{\Sigma} + (b_{\Sigma+1} - b_{\Sigma}) S_c^2 = 0$$

$$(6.26 - 3.68) + (5.41 - 8.52)10^{-6} * S_c^2 = 0$$

$$(6.26 - 3.68) = -(5.41 - 8.52)10^{-6} * S_c^2$$

$$S_c^2 = \frac{6.26 - 3.68}{(8.52 - 5.41)10^{-6}} = \frac{2.58}{3.12*10^{-6}}$$

$$S_c = \sqrt{\frac{2.58}{3.12*10^{-6}}} = 0.9109867 \text{ MVA}$$

Teniendo en cuenta los resultados anteriores en la **Tabla 4.3** se muestra cuales transformadores deben operar (De acuerdo con la carga horaria relacionados en la [Tabla 4.](#) cuando se trabaja con dos transformadores de **1.6 MVA (T2)**.

Tabla 4.3 Transformadores que operan (variante I)

PASOS	Carga en MVA	Tiempo en Horas	Transf. que Opera	a (kw)
1	1,2189417	3	T1 // T2	6,26
2	1,318924	2	T1 // T2	6,26
3	1,3553706	1	T1 // T2	6,26
4	1,314116	1	T1 // T2	6,26
5	1,358551	4	T1 // T2	6,26
6	1,3585511	2	T1 // T2	6,26
7	1,3867561	2	T1 // T2	6,26
8	1,431476	1	T1 // T2	6,26
9	1,431476	2	T1 // T2	6,26
10	1,5877791	3	T1 // T2	6,26
11	1,5241752	3	T1 // T2	6,26

Tabla 4.3 Carga horaria 2 transformadores de 1.6MVA. Operación más económica con la variante 2 (Dos transformadores T2 de 1.6.MVA) de acuerdo con la carga horaria de la planta

La **tabla 4.4** cuando se trabaja con dos transformadores uno de **1 MVA** y otro de **1.6MVA**

Tabla 4.4 Transformadores que operan (Variante II)

PASOS	Carga en MVA	Tiempo en Horas	Transf. que Opera	a (kw)
1	1,2189417	3	T2 // T2	7,36
2	1,3189242	2	T2 // T2	7,36
3	1,3553706	1	T2 // T2	7,36
4	1,314116	1	T2 // T2	7,36
5	1,3585511	4	T2 // T2	7,36
6	1,3585511	2	T2 // T2	7,36
7	1,3867561	2	T2 // T2	7,36
8	1,431476	1	T2 // T2	7,36
9	1,431476	2	T2 // T2	7,36
10	1,5877791	3	T2 // T2	7,36
11	1,5241752	3	T2 // T2	7,36

Operación económica con la variante 1 (transformador T1=1MVA y transformador T2=1.6MVA) de acuerdo con la carga horaria de la planta.

Respuesta 5. El análisis para determinar, cual de las variantes es la mas económica al cabo de la vida útil de los transformadores costara basado en la determinación del VPN (valor presente neto), para lo cual lo analizamos en el anexo (hoja de Excel).

Pasos:

Paso 1. Costos de la pérdida de energía:

Determinación de las pérdidas totales;

Variante I operación con **T1 y T2**, cuando solamente trabaja el transformador **T1**:

$$\Delta P'_{T1} = a_1 + b_1 S^2_{C1}$$

Ejemplo para el estado de **1.219 MVA**

$$a_1 = \Delta P'_{SC1} = 2.58 \text{ kw}$$

$$b_1 S^2_{C1} = \left(\frac{14.75 \text{ kw}}{1000 \text{ kw}^2} \right) * \left(\frac{1.219 \text{ MVA}}{1 \text{ MVA}} \right)^2 =$$

$$b_1 S^2_{C1} = 14.75 * 10^{-6} * 1.4641 = 2.190 * 10^{-5}$$

$$\Delta P'_{T1} = 2.58 + 2.190 * 10^{-5} = 2.58002195 \text{ kw}$$
 Pérdidas del transformador T1.

Análogamente cuando se trabaja solamente con el T2 por ejemplo con el punto **1.319 MVA**:

$$a_2 = \Delta P'_{SC2} = 3.68 \text{ kw}$$

$$b_2 S^2_{C2} = \frac{\Delta P'_{CC2}}{S^2_{N^2}} = 8.52 * 10^6 * \left(\frac{1.319 \text{ MVA}}{1.6 \text{ MVA}} \right)^2 =$$

$$b_2 S^2_{C2} = 8.52 * 10^{-6} * 0.6704 = 5.787 * 10^{-6} \text{ kw}$$

$$\Delta P'_{T2} = 3.68 + 5.711395 * 10^{-6} = 3.6800058 \text{ kw}$$

Cuando trabaja el transformador T1 en paralelo con T2.

Ejemplo 1 para una carga de 1.524 MVA:

$$a_T = a_1 + a_2 = \Delta P'_{SC1} + \Delta P'_{SC2} = 2.58 + 3.68 = 6.26 \text{ kw}$$

Como Vcc es igual para ambos transformadores (5.5 v), las cargas se distribuyen en proporción a sus capacidades nominales. Según ecuaciones (3.18) y (3.19).

$$S_{C1} = 1.524MVA * \left(\frac{1MVA}{(1+1.6)MVA} \right) = 0.5862MVA$$

$$S_{C2} = 1.524MVA * \left(\frac{1.6MVA}{(1+1.6)MVA} \right) = 0.9380MVA$$

$$S_{CT} = S_{C1} + S_{C2} = 0.5862 + 0.9380 = 1.5242MVA$$

Entonces:

$$b_1 S^2_{C1} = 1.475 * 10^{-5} kw * \left(\frac{0.5862MVA}{1MVA} \right)^2 = 5.069 * 10^{-6}$$

$$b_2 S^2_{C2} = 8.52 * 10^{-6} kw * \left(\frac{0.9380MVA}{1.6MVA} \right)^2 = 2.93 * 10^{-6}$$

Por lo que:

$$(b_2 S^2_{C2})_{12} = 5.069 * 10^{-6} + 2.93 * 10^{-6} = 7.995 * 10^{-6} kw$$

Donde el subíndice 12 identifica la operación del transformador T1 en paralelo con el transformador T2.

Ejemplo 2 para una carga de 1.588 MVA.

$$S_{C1} = 1.588MVA * \left(\frac{1MVA}{(1+1.6)MVA} \right) = 0.6106843MVA$$

$$S_{C2} = 1.588MVA * \left(\frac{1.6MVA}{(1+1.6)MVA} \right) = 0.9771MVA$$

$$S_{CT} = S_{C1} + S_{C2} = 0.6106843 + 0.9771 = 1.5878MVA$$

Entonces:

$$b_1 S^2 c_1 = 1.475 * 10^{-5} \text{ kw} * \left(\frac{0.6106843 \text{ MVA}}{1 \text{ MVA}} \right)^2 = 5.501 * 10^{-6}$$

$$b_2 S^2 c_2 = 8.52 * 10^{-6} \text{ kw} * \left(\frac{0.9771 \text{ MVA}}{1.6 \text{ MVA}} \right)^2 = 3.18 * 10^{-6}$$

Por lo que:

$$(b_2 S^2 c_2)_2 = 5.501 * 10^{-6} + 3.18 * 10^{-6} = 8.677 * 10^{-6} \text{ kw}$$

En la **tabla 4.5** se dan todas los valores de las perdidas para la variante I, y en la **Tabla 4.6** perdidas y costos de las perdidas para la operación con la variante II,

Tabla 4.5 Variante I

VARIANTE I									
PASOS	Carga en MVA	Tiempo en Horas	Transf. que Opera	a (kw)	bS^2c (kw)	$\Delta P'_T$ (kw)	ΔE (kwh)	Costo ener. \$(kWh)	Costo perd. (\$)
1	1,218942	3	T1 // T2	6,26	6,59058	12,85057971	38,5517391	201,851045	7781,70881
2	1,318924	2	T1 // T2	6,26	7,131166	13,39116582	26,7823316	199,473215	5342,3578
3	1,355371	1	T1 // T2	6,26	7,328224	13,58822439	13,5882244	201,851045	2742,79729
4	1,314116	1	T1 // T2	6,26	7,105168	13,36516847	13,3651685	199,473215	2665,99312
5	1,358551	4	T1 // T2	6,26	7,345421	13,60542058	54,4216823	205,180006	11166,2411
6	1,358551	2	T1 // T2	6,26	7,345421	13,60542058	27,2108412	201,851045	5492,53671
7	1,386756	2	T1 // T2	6,26	7,497919	13,75791922	27,5158384	205,180006	5645,69989
8	1,431476	1	T1 // T2	6,26	7,739711	13,99971141	13,9997114	205,180006	2872,46087
9	1,431476	2	T1 // T2	6,26	7,739711	13,99971141	27,9994228	201,851045	5651,71274
10	1,587779	3	T1 // T2	6,26	8,584812	14,84481161	44,5344348	201,851045	8989,32219
11	1,524175	3	T1 // T2	6,26	8,240918	14,50091794	43,5027538	201,851045	8781,0763
								Total	67131,9068

Tabla 4.6 Variante II

VARIANTE II									
PASOS	Carga en MVA	Tiempo en Horas	Transf. que Opera	a (kw)	bS^2c (kw)	$\Delta P'_T$ (kw)	ΔE (kwh)	Costo ener. \$(kWh)	Costo perd. (\$)
1	1,218942	3	T2 // T2	7,36	5,190025	12,55002517	37,6500755	201,851045	7599,70707
2	1,318924	2	T2 // T2	7,36	5,615732	12,97573211	25,9514642	199,473215	5176,622
3	1,355371	1	T2 // T2	7,36	5,770914	13,13091405	13,1309141	201,851045	2650,48872
4	1,314116	1	T2 // T2	7,36	5,595259	12,95525942	12,9552594	199,473215	2584,22725
5	1,358551	4	T2 // T2	7,36	5,784456	13,14445591	52,5778236	205,180006	10787,9182
6	1,358551	2	T2 // T2	7,36	5,784456	13,14445591	26,2889118	201,851045	5306,44431
7	1,386756	2	T2 // T2	7,36	5,904547	13,26454728	26,5290946	205,180006	5443,23978
8	1,431476	1	T2 // T2	7,36	6,094957	13,45495656	13,4549566	205,180006	2760,68807
9	1,431476	2	T2 // T2	7,36	6,094957	13,45495656	26,9099131	201,851045	5431,79407
10	1,587779	3	T2 // T2	7,36	6,760466	14,12046575	42,3613972	201,851045	8550,69228
11	1,524175	3	T2 // T2	7,36	6,489652	13,84965242	41,5489573	201,851045	8386,70042
								Total	64678,5221

Paso 2. Determinación del costo de las pérdidas de energía:

Teniendo el valor de las perdidas para cada carga (ver [Tabla 4.5](#) y [Tabla 4.6](#)) se obtiene el valor de las perdidas de energía:

$$\Delta E' = \Delta P'_T * t = kwh \quad \text{donde } t \text{ es el tiempo (horas)} \quad (4.1)$$

Ejemplo; para paso 1 de la variante II ([Tabla 4.6](#)) con una carga **1.218942 MVA** en 3 horas.

$$\Delta E' = 12.55002517 * 3 = 37.6500755kwh$$

Multiplicando las perdidas de energía por el costo del kwh, en el paso correspondiente se obtiene el costo de las perdidas de energía:

$$C_{perd.} = \Delta E' * C_{ei} \quad (4.2)$$

Para el mismo paso 2 de la [Tabla 4.6](#) se tiene:

$$C_{perd.} = 37.66500755 * 201.851045 = \$7599.707086$$

En la [Tabla 4.6](#) correspondiente a la variante II se dan los valores del costo de las pérdidas para cada uno de los pasos, los mismos valores se muestran en la [Tabla 4.5](#) para la variante I.

Paso 3. Costos de las pérdidas de energía en el primer año:

Si se suma el costo de las pérdidas de energía, en cada paso se obtiene el costo total en un día:

Por ejemplo para la variante II ([Tabla 4.6](#)) es:

Costo de las pérdidas de energía por día = **\$64.678,5221**

Si se multiplica este valor por el número de días de trabajo al año resulta, el costo de las pérdidas de energía en el primer año:

$$\text{Costos de las pérdidas de energía por año} = C_{e / \text{año}} = C_{e / \text{día}} * \text{días} / \text{año}$$

Con el número de días de trabajo es: 365 días en la variante II.

$$C_{e / \text{año}} = 64678.5221 * 365 = \$23.607.660,57$$

Un proceso similar se desarrolla para el caso de la variante I ([tabla 4.5](#)) y como resultado da:

$$C_{e / \text{año}} = 67131,9068 * 365 = \$24.503.145,99$$

Paso 4. Costos de las pérdidas de energía considerando la inflación anual:

Como hay una tasa anual de inflación de la energía del **25 %**; el costo de las pérdidas de energía en cada año será:

$$Ke = C_{e / \text{año}} \left(\frac{1 + Infl}{100} \right)^{(n-1)} = (\$/\text{ kwh}) \quad (4.3)$$

Donde:

Infla = tasa de inflación anual de la energía eléctrica.

n = año transcurrido

Para la variante I en el primer año:

$$Ke_I = 24503145.99 * \left(\frac{1 + 2.5}{100} \right)^{(1-1)} = \$24.509.271.77$$

En el segundo año:

$$Ke_I = 24503145.99 * \left(\frac{1 + 2.5}{100} \right)^{(2-1)} = \$24.515.399.09$$

Para la variante II en el primer año:

$$Ke_{II} = 23607660,57 * \left(\frac{1 + 2.5}{100} \right)^{(1-1)} = \$23.613.562,49$$

En el segundo año:

$$Ke_{II} = 23607660,57 * \left(\frac{1 + 2.5}{100} \right)^{(2-1)} = \$23.619.465,88$$

En la tabla **4.7** se dan todos los resultados $C_{e / \text{año}} = C_{e // \text{año}}$ Ke_I y Ke_{II} para los años indicados a partir de los resultados obtenidos.

Tabla 4.7 Costo de las pérdidas de energía considerando la inflación anual

Variante I			Variante II	
Año 1	$Ke1 =$	\$ 24.509.271,77	$Ke2 =$	\$ 23.613.562,49
Año 2	$Ke1 =$	\$ 24.515.399,09	$Ke2 =$	\$ 23.619.465,88
Año 3	$Ke1 =$	\$ 24.521.527,94	$Ke2 =$	\$ 23.625.370,74
Año 4	$Ke1 =$	\$ 24.527.658,32	$Ke2 =$	\$ 23.631.277,09
Año 5	$Ke1 =$	\$ 24.533.790,24	$Ke2 =$	\$ 23.637.184,91
Año 6	$Ke1 =$	\$ 24.539.923,69	$Ke2 =$	\$ 23.643.094,20
Año 7	$Ke1 =$	\$ 24.546.058,67	$Ke2 =$	\$ 23.649.004,98
Año 8	$Ke1 =$	\$ 24.552.195,18	$Ke2 =$	\$ 23.654.917,23
Año 9	$Ke1 =$	\$ 24.558.333,23	$Ke2 =$	\$ 23.660.830,96
Año 10	$Ke1 =$	\$ 24.564.472,81	$Ke2 =$	\$ 23.666.746,16

Ahorro de energía eléctrica:

De los resultados del calculo de los costos de las perdidas se evidencia que existirá ahorro de energía aplicando la variante II en lugar de la variante I, de esta manera el ahorro (C_t) será para cada año.

$$C_T = K_{eI} - K_{eII} \quad (4.4)$$

Así para el primer año:

$$C_T = 24509271,77 - 23613562,49 = \$895709,28$$

Para el segundo año:

$$C_T = 24515399,09 - 23619465,88 = \$895.933,22$$

Y así sucesivamente.

En la tabla 4.8 se dan los resultados para los años indicados.

Tabla 4.8 Ahorro por año

Año 1	$C_T =$	\$ 895.709,29
Año 2	$C_T =$	\$ 895.933,22
Año 3	$C_T =$	\$ 896.157,20
Año 4	$C_T =$	\$ 896.381,24
Año 5	$C_T =$	\$ 896.605,33
Año 6	$C_T =$	\$ 896.829,48
Año 7	$C_T =$	\$ 897.053,69
Año 8	$C_T =$	\$ 897.277,96
Año 9	$C_T =$	\$ 897.502,27
Año 10	$C_T =$	\$ 897.726,65

Inversión Inicial. La inversión inicial para lograr ahorros mencionados equivale a al diferencia entre el costo con la variante mas elevada que es con la mas ahorra (variante II dos transformadores de **1.6 MVA**).

O sea:

$$C_i = 2k_2 - (k_1 + k_2)$$

Donde $k_1 + k_2$ costos iniciales de los transformadores T1, y T2, respectivamente en consecuencia;

$$C_i = 2 * 64.700.000,00 - (55.850.000,00 + 64.700.000,00) = \$8.850.000,00$$

Depreciación se considera lineal entonces:

$$Dep = \frac{C_i}{T} \quad T = \text{vida útil o tiempo de servicio} \quad (4.5)$$

T se tomo igual a 25 años

Así:

$$Dep = \frac{8.850.000,00}{25} = \$354.000,00$$

Ahorro sin impuesto

Sin considerar los impuestos el ahorro es:

$$C_{si} = C_T - Dep \quad (4.6)$$

Para el primer año:

$$C_{si} = 895.709,29 - 354.000,00 = \$541.709,29$$

En la **tabla 4.9** los años indicados:

Ahorro con impuesto:

El ahorro neto después de ser incluidos los impuestos vendrá dado por:

Tabla 4.9 Ahorro neto

Año 1	$C_{si} =$	\$ 541.709,29
Año 2	$C_{si} =$	\$ 541.933,22
Año 3	$C_{si} =$	\$ 542.157,20
Año 4	$C_{si} =$	\$ 542.381,24
Año 5	$C_{si} =$	\$ 542.605,33
Año 6	$C_{si} =$	\$ 542.829,48
Año 7	$C_{si} =$	\$ 543.053,69
Año 8	$C_{si} =$	\$ 543.277,96
Año 9	$C_{si} =$	\$ 543.502,27
Año 10	$C_{si} =$	\$ 543.726,65

$$C_{ci} = C_{si} - \left(\frac{I}{100} \right) * C_{si} \quad \text{Donde I valor del impuesto (\%)} \quad (4.7)$$

Con $I = 35\%$ en el primer año:

$$Cci = 541709,29 \left(\frac{35\%}{100} \right) * 541709,29 = \$539.813,31$$

y así sucesivamente:

Tabla 4.10 Ahorro neto después de incluir los impuestos

Año 1	$C_{ei} =$	\$ 539.813,31
Año 2	$C_{ei} =$	\$ 540.036,45
Año 3	$C_{ei} =$	\$ 540.259,65
Año 4	$C_{ei} =$	\$ 540.482,90
Año 5	$C_{ei} =$	\$ 540.706,21
Año 6	$C_{ei} =$	\$ 540.929,58
Año 7	$C_{ei} =$	\$ 541.153,00
Año 8	$C_{ei} =$	\$ 541.376,48
Año 9	$C_{ei} =$	\$ 541.600,02
Año 10	$C_{ei} =$	\$ 541.823,61

Flujo total de efectivo no descontado:

La depreciación del capital invertido se vuelve a sumar como el flujo positivo de efectivo.

$$Fnd = Cci + Dep \quad (4.8)$$

En el primer año:

$$Fnd = 539813,31 + 354000 = \$893.813,31$$

Y así:

Tabla 4.11 Flujo total de efectivo no descontado

Año 1	$F_{nd} =$	\$ 893.813,31
Año 2	$F_{nd} =$	\$ 894.036,45
Año 3	$F_{nd} =$	\$ 894.259,65
Año 4	$F_{nd} =$	\$ 894.482,90
Año 5	$F_{nd} =$	\$ 894.706,21
Año 6	$F_{nd} =$	\$ 894.929,58
Año 7	$F_{nd} =$	\$ 895.153,00
Año 8	$F_{nd} =$	\$ 895.376,48
Año 9	$F_{nd} =$	\$ 895.600,02
Año 10	$F_{nd} =$	\$ 895.823,61

Factor de descuento:

Tabla 4.12 Factor de descuento

Año 1	$F_D =$	\$ 0,9985022
Año 2	$F_D =$	\$ 0,9970067
Año 3	$F_D =$	\$ 0,9955135
Año 4	$F_D =$	\$ 0,9940224
Año 5	$F_D =$	\$ 0,9925336
Año 6	$F_D =$	\$ 0,9910471
Año 7	$F_D =$	\$ 0,9895627
Año 8	$F_D =$	\$ 0,9880806
Año 9	$F_D =$	\$ 0,9866007
Año 10	$F_D =$	\$ 0,9851230

$$F_D = \frac{1}{\left(1 + \frac{D}{100}\right)^n}$$

Donde D = Tasa de descuento (4.9)

Para tasa de descuento del 15% en el primer año

$$F_D = \frac{1}{\left(1 + \frac{15}{100}\right)^1} = 0,9985022$$

Y así:

Flujo total de efectivo descontado en el año será:

$$F_{des} = F_{nd} * F_D \quad (4.10)$$

Para el primer año

$$F_{des} = 893813,31 * 0,9985022 = \$892.474,59$$

Y así:

Tabla 4.13 Flujo total de efectivo descontado en el año

Año 1	$F_{des} =$	\$ 892.474,59
Año 2	$F_{des} =$	\$ 891.360,36
Año 3	$F_{des} =$	\$ 890.247,52
Año 4	$F_{des} =$	\$ 889.136,07
Año 5	$F_{des} =$	\$ 888.026,01
Año 6	$F_{des} =$	\$ 886.917,33
Año 7	$F_{des} =$	\$ 885.810,04
Año 8	$F_{des} =$	\$ 884.704,13
Año 9	$F_{des} =$	\$ 883.599,60
Año 10	$F_{des} =$	\$ 882.496,45

Valor presente neto:

El valor presente neto al finalizar cada año será el flujo total de efectivo descontando más el valor presente neto que existía al finalizar el año anterior, de esta forma:

$$V_{pn} = F_{des} + V_{pn-1} = \quad (4.11)$$

En el primer año con una inversión realizada (diferente al costo) de:

$$V_{pn} = 892474,59 - 8850000 = \$ - 7.957.525,41$$

Y así:

Tabla 4.14 Valor presente neto

Año 1	$V_{pn} =$	-\$ 7.957.525,41
Año 2	$V_{pn} =$	-\$ 7.066.165,04
Año 3	$V_{pn} =$	-\$ 6.175.917,52
Año 4	$V_{pn} =$	-\$ 5.286.781,45
Año 5	$V_{pn} =$	-\$ 4.398.755,44
Año 6	$V_{pn} =$	-\$ 3.511.838,11
Año 7	$V_{pn} =$	-\$ 2.626.028,07
Año 8	$V_{pn} =$	-\$ 1.741.323,94
Año 9	$V_{pn} =$	-\$ 857.724,34
Año 10	$V_{pn} =$	\$ 24.772,11

En consecuente los resultados con las variantes I y II son:

Tabla 4.15 Resultados totales

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Costo inicial energía (variante I) C/año (\$)	\$ 24.503.145,99	\$ 24.503.145,99	\$ 24.503.145,99	\$ 24.503.145,99	\$ 24.503.145,99	\$ 24.503.145,99	\$ 24.503.145,99	\$ 24.503.145,99	\$ 24.503.145,99	\$ 24.503.145,99
Costo inicial energía (variante II) C/año (\$)	\$ 23.607.660,57	\$ 23.607.660,57	\$ 23.607.660,57	\$ 23.607.660,57	\$ 23.607.660,57	\$ 23.607.660,57	\$ 23.607.660,57	\$ 23.607.660,57	\$ 23.607.660,57	\$ 23.607.660,57
Costo energía con inflación(variante	\$ 24.509.271,77	\$ 24.515.399,09	\$ 24.521.527,94	\$ 24.527.658,32	\$ 24.533.790,24	\$ 24.539.923,69	\$ 24.546.058,67	\$ 24.552.195,18	\$ 24.558.333,23	\$ 24.564.472,81
Costo energía con inflación(variante	\$ 23.613.562,49	\$ 23.619.465,88	\$ 23.625.370,74	\$ 23.631.277,09	\$ 23.637.184,91	\$ 23.643.094,20	\$ 23.649.004,98	\$ 23.654.917,23	\$ 23.660.830,96	\$ 23.666.746,16
Ahorro energía (\$)	\$ 895.709,29	\$ 895.933,22	\$ 896.157,20	\$ 896.381,24	\$ 896.605,33	\$ 896.829,48	\$ 897.053,69	\$ 897.277,96	\$ 897.502,27	\$ 897.726,65
Inversion inicial (\$)	\$ 8.850.000,00	\$ 8.850.000,00	\$ 8.850.000,00	\$ 8.850.000,00	\$ 8.850.000,00	\$ 8.850.000,00	\$ 8.850.000,00	\$ 8.850.000,00	\$ 8.850.000,00	\$ 8.850.000,00
Depreciación (\$)	\$ 354.000,00	\$ 354.000,00	\$ 354.000,00	\$ 354.000,00	\$ 354.000,00	\$ 354.000,00	\$ 354.000,00	\$ 354.000,00	\$ 354.000,00	\$ 354.000,00
Ahorros sin impuestos (\$)	\$ 541.709,29	\$ 541.933,22	\$ 542.157,20	\$ 542.381,24	\$ 542.605,33	\$ 542.829,48	\$ 543.053,69	\$ 543.277,96	\$ 543.502,27	\$ 543.726,65
Ahorros con impuestos (\$)	\$ 539.813,31	\$ 540.036,45	\$ 540.259,65	\$ 540.482,90	\$ 540.706,21	\$ 540.929,58	\$ 541.153,00	\$ 541.376,48	\$ 541.600,02	\$ 541.823,61
Flujos de efectivo no descontado (\$)	\$ 893.813,31	\$ 894.036,45	\$ 894.259,65	\$ 894.482,90	\$ 894.706,21	\$ 894.929,58	\$ 895.153,00	\$ 895.376,48	\$ 895.600,02	\$ 895.823,61
Factor de descuento (\$)	\$ 0,998502	\$ 0,997007	\$ 0,995513	\$ 0,994022	\$ 0,992534	\$ 0,991047	\$ 0,989563	\$ 0,988081	\$ 0,986601	\$ 0,985123
Flujos de efectivo descontado	\$ 892.474,59	\$ 891.360,36	\$ 890.247,52	\$ 889.136,07	\$ 888.026,01	\$ 886.917,33	\$ 885.810,04	\$ 884.704,13	\$ 884.704,13	\$ 882.496,45
Valor presente neto	-\$ 7.957.525,41	-\$ 7.066.165,04	-\$ 6.175.917,52	-\$ 5.286.781,45	-\$ 4.398.755,44	-\$ 3.511.838,11	-\$ 2.626.028,07	-\$ 1.741.323,94	-\$ 857.724,34	\$ 24.772,11

Rendimiento Diario.

Para nuestro Caso de Estudio el rendimiento diario es:

Utilizamos la ecuación 1.17 con una carga de 1.314 MVA y un tiempo de 1 hora.

$$\eta d = \frac{Pa * t}{Pa * t + 24 * Po + Pcc * t} * 100 \%$$

$$\eta d = \frac{1.314 * 1}{(1.314 * 1) + 12 * \left[\frac{1.98}{1000} \right] + \left[\frac{12}{1000} \right] * 1} * 100$$

$$\eta d = 95.66661$$

Las perdidas de carga se calculan:

$$Pcc = I^2 * Re$$

Re = Se determina por la caída de tensión Vr.

Se usan dos métodos para determinar las pérdidas totales con carga:

Si entre varios intervalos se toman lecturas de corriente (I_1, I_2, \dots, I_N),

Entonces:

$$I^2 p = \frac{I_1^2 + I_2^2 \dots I_N^2}{N}$$

$$I^2 p = \frac{\left(\frac{22.9628}{1} \right)}{1000} = 0.022963$$

$$Re = \frac{\left(\frac{12}{1000}\right)}{\left(\frac{22.9628}{1000}\right)} = 0.522584354$$

Entonces:

$$\eta d = \frac{Pa * t}{Pa * t + 24 * Po + I^2_P * Re}$$

$$\eta d = \frac{1.314 * 1}{(1.314 * 1) + \left(24 * \frac{1.98}{1000}\right) + (0.022963 * 0.522584354)}$$

$$\eta d = 0.95667$$

Regulación de tensión bajo carga de 1 a 100 MVA.

Teniendo V_x y V_R en porcentaje, entonces la regulación es:

$$m_1 = \frac{E_1}{E_2} = \quad m_1 = \frac{34500}{460} = 75.000V$$

$$m_2 = \frac{E_1}{E_2} = \quad m_1 = \frac{34500}{265} = 130.189V$$

$$V_x = \left(x_2 + \frac{x_1}{m_1^2}\right) * I_2 = \quad V_x = \left(0.06 + \left(\frac{0.03}{75000^2}\right) * 1.2\right) = 0.0720064$$

$$V_R = \left(R_2 + \frac{R_1}{m_1^2}\right) * I_2 = \quad V_R = \left(0.02 + \frac{0.005}{75000^2}\right) * 1.2 = 2.401066 * E_{-03}$$

$$V = V_x * \text{Sen} \phi + V_R * \text{Cos} \phi + \frac{(V_x \text{Cos} \phi - V_R * \text{Sen} \phi)^2}{200}$$

Cuando $\text{Cos} \phi = 1$, y llamando:

$$\rho = V_x \text{Sen} \phi + V_R \text{Cos} \phi$$

$$\rho = 0.0720064 * \text{Sen} \phi + 2.4010667 * E^{-03} * \text{Cos} \phi = 0.0720064$$

$$\sigma = V_x \text{Cos} \phi - V_R \text{Sen} \phi$$

$$\sigma = 0.0720064 * \text{Cos} \phi - 2.4010667 E^{-03} * \text{Sen} \phi = -2.4010667 * E^{-03}$$

Se tiene que:

$$V = \rho + \frac{\sigma^2}{200}$$

$$V = \left(0.0720064 + \left(\frac{-2.4010667 * E^{-03}}{200} \right) \right) = 0.0720064$$

Rendimiento de transformadores índice óptima de carga. La potencia en el secundario de un transformador es:

$$P_2 = \sqrt{3} * V_2 * I_2 * \text{Cos} \phi_2 \quad \phi_2 = \text{El ángulo de carga}$$

Donde:

$$V_2 = \frac{35410,03079 + 34461,19181 + 34867,27905}{3} = 34912,83$$

$$I_2 = \frac{20,8977427 + 23,4777832 + 22,0550537}{3} = 22,14386$$

$$P_2 = \sqrt{3} * 34912,83 * 22,14386 * 0.983 = 1316293,00$$

$$C = \sqrt{\frac{P_o}{P_{cc}}}$$

$$C_1 = \sqrt{\frac{1.98}{12}} = 0.406202$$

$$C_2 = \sqrt{\frac{2.88}{17.4}} = 0.406838$$

Por lo tanto el rendimiento del transformador será:

$$\eta = \frac{\sqrt{3} * V_2 C * I_{N2} \cos \phi_2}{\sqrt{3} * V_2 * C * I_{N2} \cos \phi_2 + P_o + C^2 * P_{cc}}$$

$$\eta = \left(\frac{\sqrt{3} * 34912,83 * 0.406202 * 22,14386 * 0.983}{\sqrt{3} * 34912,83 * 0.406202 * 0.983 + 0.406202^2 * 12} \right) =$$

$$\eta = 0.9999926$$

Por lo tanto se puede escribir una ecuación aproximada para calcular el rendimiento:

$$\eta(\%) = 100 - \frac{P_o + C^2 * P_{cc}}{C * S_N \cos \phi_2 + P_o}$$

$$\eta(\%) = 100 - \frac{1.98 + 0.406202^2 * 12}{0.406202 * 1 * 0.983 + 1.98} =$$

$$\eta(\%) = 91,248442 \%$$

Introducción del Diagrama de Flujo.

INICIO

Paso 1. Verifico cargas, pérdidas y eficiencia.

Analizamos pérdidas y cargas para obtener el tipo de transformador.

Evalúo pérdidas mínimas en la carga pico.

Determinar la vida útil y carga para obtener la selección a elegir.

Compara carga económica y carga vida útil.

Evaluar la sobrecarga para seleccionar el transformador requerido a las nuevas necesidades.

Paso 2. Reemplazo o reparo.

Evalúo eficiencia.

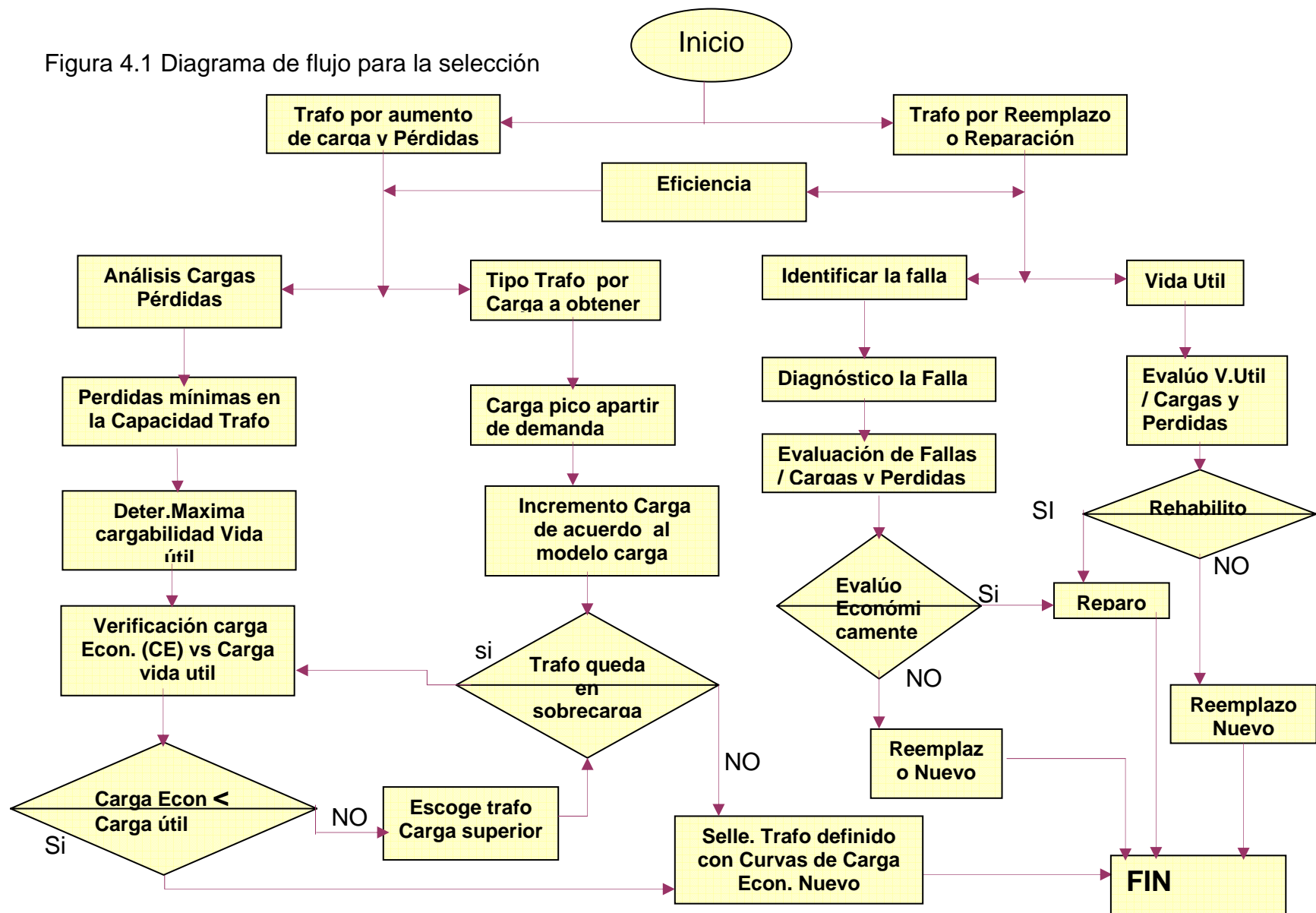
Identifico la falla y vida útil.

Evalúo la falla y vida útil con respecto a las perdidas.

Comparar económicamente para poder seleccionar la reparación o reemplazo.

Fin.

Figura 4.1 Diagrama de flujo para la selección



5. CONCLUSIONES

El transformador es, tal vez, en el campo de la ingeniería eléctrica la máquina de mayor uso, no obstante, para elegir correctamente sus parámetros eléctricos, características de refrigeración y su aplicación dentro de un tipo de instalación requerida, es necesario considerar atentamente muchos elementos que tienen importante incidencia, tanto en su costo inicial como en el correspondiente costo a lo largo de su vida de operación.

Al evaluar la capacidad de sobrecarga, es importante el aporte del fabricante que debe conocer íntimamente el diseño y construcción de la máquina. En particular, se deben tener en cuenta las condiciones constructivas individuales del transformador considerado y la incidencia que tienen en su "vida natural" los materiales aislantes, (particularmente los sólidos) que son los que envejecen, aspecto que resulta de especial dificultad en términos de evaluación y en materia de cambio.

Para seleccionar un transformador que opere eficientemente, es necesario estimar o conocer el comportamiento promedio de la carga en la instalación dada. A su vez, una elevada tarifa de la energía favorece la selección de un transformador que resulte sobrecargado siempre y cuando las mediciones incluyan las pérdidas de transformación.

Desde el punto de vista económico en nuestro caso de estudio instalar dos transformadores de 1.6 MVA, es mas favorable en lugar de uno de 1 MVA y otro de 1.6 MVA, debido a que la primera combinación produce menos pérdidas, el ahorro que se obtiene; por el menor gasto en energía compensada, y poder llegar a recuperar la inversión siendo mas rentable, para obtener beneficios económicos como:

Un mayor rendimiento de los transformadores, una vida útil más prolongada, un tiempo de operación anual más elevado, y garantizar la cargabilidad del transformador.

Cuando se va a utilizar un transformador convencional, se debe hacer la selección a partir de las curvas de cargabilidad, correspondientes a los distintos tipos suministrados por los fabricantes teniendo en cuenta las características que este presenta para lo cual podemos utilizar los cálculos evaluados, en el programa aplicativo siendo esta una herramienta de fácil acceso y confiable para llegar a comprobar la eficiencia del transformador.

La presencia de armónicos en las redes causa diferentes problemas que repercuten en la vida útil del transformador y su mal funcionamiento incrementando las pérdidas, de las cuales acarrea diferentes causas y pérdida de la vida útil en deterioro del **Manejo Eficiente de la Energía Aplicada en los Transformadores**. Aunque existen normas que limitan el consumo de dichos armónicos, hoy por hoy existen muchas instalaciones cuyos consumos en corrientes armónicas están muy por encima de los límites aceptados

Para prolongar la vida útil del transformador es conveniente realizar tareas preventivas orientadas para asegurar la eficiencia como son los programas de mantenimiento los cuales deben ser confiables donde se involucre un monitoreo constante de todas las variables fundamentales, para garantizar el buen funcionamiento de un transformador y darle un **Manejo Eficiente de la Energía Aplicada en los Transformadores**.

Para un alcance mayor se requieren de equipos sofisticados de las tomas de las medidas, en cuanto a las mediciones para la evaluación pérdidas de los cálculos de cargabilidad, pérdidas y el régimen económico, porque con equipos convencionales el margen de error sería mucho mayor.

Para mejorar la presentación, que sea más práctica y dinámica, se puede implementar un software que sea automático o directo, en presentar los resultados de los cálculos a obtener, se recomienda la implementación en JAVA u otros programas similares.

Como recomendación se debe hacer estudio de las nuevas tecnologías, aplicada a los transformadores, ya que tienen en cuenta el Manejo Eficiente de la Energía, mejorando, sus pérdidas, eficiencia, vida útil, medio ambiente, y por lo tanto el régimen económico, esta aplicación diseñada puede variar por la avance tecnológico.

BIBLIOGRAFÍA

Armónicos: Costo de armónicos [en línea]. Barcelona: Plast Univers, 2001 – 2007. [Consultado 20 enero del 2007]. Disponible en Internet: <http://www.plastunivers.com/Tecnica/Hemeroteca/ArticuloCompleto.asp?ID=9294>

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA Y GAS. Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica. Santa Fe de Bogotá, D.C., 1998. 42 p. Resolución CREG-070 de 1998.

GELABERT, Pedro, D; PRADOS, Enrique, O; RAMIREZ VAZQUEZ, José; RUIZ VASALLO, Francisco. Transformadores convertidores. 4 ed. Perú, Barcelona (España): Ediciones Ceac S. A. 1982. 321 p.

HARPER, Enríquez, I. Transformadores. 2 ed. México: Limusa Editores, 1996. 330 p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS. Código Eléctrico Colombiano. Electrotecnia. Transformadores. Guía para formulas de evaluación de perdidas. Segunda actualización. Santa Fe de Bogotá D.C.: ICONTEC, 1997. 13 p. NTC2135.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS. Código Eléctrico Colombiano. Electrotecnia. Transformadores. Guía para formulas de evaluación de perdidas. Segunda actualización. Santa Fe de Bogotá D.C.: ICONTEC, 1997. 13 p. NTC2135.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS. Código Eléctrico Colombiano. Primera actualización. Santa Fe de Bogotá D.C.: ICONTEC, 1998. 1041 p. NTC 2050

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS. Electrotecnia. Transformadores Trifásicos Auto refrigerados y sumergidos en líquido. Corriente sin Carga, Pérdidas y Tensión de Cortocircuito. Cuarta actualización. Santa Fe de Bogotá D.C.: ICONTEC, 1995.19 p. NTC 819

KOSOW, Irving L. Maquinaria eléctricas. Transformadores eléctricos. 2 ed. México: Prentice hall hispanoamericana Editorial, 1993. 704 p.

Mantenimiento: Mantenimiento transformadores eléctricos. [en línea]. Madrid: Solo mantenimiento, 2002. [Consultado 21 enero del 2007]. Disponible en Internet:

<http://www.solomantenimiento.com/articulos/mantenimiento-transformadores-electricos.htm>

Mantenimiento: Mantenimiento de transformadores. [en línea]. Buenos aires: Construsur, 2006. [Consultado 21 enero del 2007]. Disponible en Internet:

<http://www.construsur.com.ar/Article26.html>

Mantenimiento: Mantenimiento preventivo de transformadores. [en línea]. Santa cruz de la sierra: Noria, 2002. [Consultado 3 de febrero del 2007]. Disponible en Internet:

<http://www.noria.com/sp/sudamerica/end/memorias/Paper%20Lantos.pdf>

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, MINISTERIO DE DESARROLLO ECONÓMICO. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE. Resolución número 18 0398 de 7 de Abril de 2004, Bogotá D.C., 2004. p.119.

Norma europea UNE. El contenido de armónicos H en porcentaje. Cuarta parte. España, 1996. P. 19. UNE 21248/6

PERCY, R. Viego Felipe. Ahorro de Energía Eléctrica en Instalaciones Industriales. Modulo IV diplomado. Cali, Mayo 1999. 38 p.

SACHI, Jorge N.C; RIFALDI, Alfredo. Calentamiento de los transformadores. En: Revista Electrónica. (May. – Jun.); 1995. 19 p.

Segunda Jornadas Internacionales de Innovación Energética: [en línea]. Eficiencia en transformadores. La Coruña: Endesa, 2006. [Consultado 4 de noviembre del 2006]. Disponible en Internet: http://catedraendesared.citcea.upc.edu/jornades/jiie2006/ponencias/eficiencia_trafos.pdf

SIRABONIAN I, Norberto; RIFALDI Alfredo; PELIZZARI Ignacio. Transformadores y centros de potencia, 2 ed. La Plata: Hispanoamericana Editorial, 1992. 157 p.

THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. IEEE Standard test code for liquid - immersed distribution, power, and regulating transformers and IEEE guide for short - circuit testing of distribution and power transformers. Actualizado. New York: IEEE, 2001. 32 p. IEEE C57.12.90-1993

THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. IEEE Standard test code for liquid - immersed distribution, power, and regulating transformers and IEEE guide for short - circuit testing of distribution and power transformers. Actualizado. New York: IEEE, Junio 1991. 40 p. IEEE 43-1974

THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. IEEE Standard test code for liquid - immersed distribution, power, and regulating transformers and IEEE guide for short - circuit testing of distribution and power transformers. Actualizado New York: IEEE, 1992. 28 p. IEEE 519 1992

Transformadores: Transformadores de potencia [en línea]. Zurich, Switzerland: ABB, 2006. [Consultado 2 de diciembre del 2006]. Disponible en Internet: <http://www.abb.com/product/es/9AAC750213.aspx?country=CO>

Transformadores: Transformadores de Potencia Encapsulados en Resina. [en línea]. Argentina: electroindustria.com - la industria eléctrica on line, 2000 – 2007. [Consultado 2 de diciembre del 2006]. Disponible en Internet: http://www.electroindustria.com/aplicacion_info.asp?id=944

Transformadores: Transformadores industriales. [en línea]. Bogotá: Acercar, 2006. [Consultado 12 de agosto del 2006]. Disponible en Internet:

<http://www.acercar.org.co/industria/biblioteca/eventos/docs/14082003/transformadores.pdf>

Transformadores: perdidas en transformadores. [en línea]. Bogotá: Creg, 2001. [Consultado 12 de agosto del 2006]. Disponible en Internet: [http://domino.creg.gov.co/Publicac.nsf/0/cec42cf5fe7eb61d45256c3e002cacac/\\$FILE/Anexo%2012.pdf](http://domino.creg.gov.co/Publicac.nsf/0/cec42cf5fe7eb61d45256c3e002cacac/$FILE/Anexo%2012.pdf)

Transformadores: Reparación o reemplazo de transformadores de potencia. [en línea]. México: Cigre, 2003. [Consultado 20 enero del 2007]. Disponible en Internet: <http://www.cigre.org.mx/uploads/media/12-04.pdf>

Transformadores: Curso de transformadores. [en línea]. Bogotá: Suramericana de seguros, 2001. [Consultado 3 de febrero del 2007]. Disponible en Internet: <http://www.suramericana.com/Publicacion/pdfProductos/transformadores.PDF>

UNIDAD ESTRATÉGICA DE NEGOCIO DE ENERGÍA, EMCALI, Normas Técnicas de energía normas de diseño: Transformadores de distribución. Capítulo 5. Código nd – 005. Actualizado Cali: Emcali, diciembre de 2006, resolución 0407. 37 p.

ANEXOS

Anexo A. Herramienta de Calculo

Herramienta de Cálculo (Excel) para Manejo Eficiente de la Energía Aplicada en Transformadores.

Pasos para el desarrollo de los cálculos:

Hoja de Cálculo 1; **Datos Técnicos:**

Cuadro 1: En este cuadro se consignaran los datos técnicos de los transformadores.

Cuadro 2: Se consignaran los datos típicos del transformador.

Cuadro 3: Se estipulan por franjas y horas de acuerdo a la tarifa eléctrica (CREG).

Cuadro 4: Se colocan los datos de acuerdo a la inflación.

Cuadro 5: Se especifican los datos de voltaje, corrientes, factor de potencia, perdidas potencia nominal para calcular el rendimiento en cualquier instante de tiempo.

Cuadro 6: Se escoge la carga, No horas, pérdidas, promedio de la corriente dentro de las horas para evaluar el rendimiento en un instante de tiempo.

Nota: Todos estos datos lo escribe el usuario.

Hoja de Cálculo 2; **Datos de Medida:**

En esta hoja de cálculo se colocan las medidas tomadas a los transformadores en cuanto al voltaje, corrientes, factor de potencia, tiempo, horas, y se arman en periodos de acuerdo a las horas del día, se pueden acortar o aumentar las horas dentro de los periodos.

No se pueden aumentar periodos, (máximo 9). Si se puede trabajar con menos periodos (Ejemplo si se va a trabajar con los primeros 5 periodos los restante (del 6 al 9) no se le deben consignar datos.

Nota: Todos estos datos lo escribe el usuario.

Hoja de Cálculo 3; **Promedio de Medida**

En esta hoja de cálculo el programa calcula los promedios de voltajes, corrientes, y factor de potencia, por cada periodo.

Hoja de Cálculo 4; **Gráfico de Carga.**

Se obtiene la tabla de cargas, el No de horas por cada periodo, dibujando el gráfico representativo de cargas donde se identifica la carga mayor y menor.

Hoja de Cálculo 5; **Cálculos** Encontramos:

Combinación de los transformadores.
Factor de llenado.
Carga sistemática admisible
Cálculos del régimen económico
Sobre carga de Emergencia
Régimen económico.

Hoja de Cálculo 6; **Variantes**

Es la comparación de las combinaciones posibles de los transformadores, analizando cual es la más económica todo de a los cálculos anteriores

Hoja de Cálculo 7; **Cálculo de costos de pérdidas**

Hallamos:

Costos de energía por día de acuerdo a las variantes.
Costos de energía por año de acuerdo a las variantes.
Costos de energía por año de acuerdo a la inflación por cada variante.
Ahorro de la energía durante los primeros 10 años
Inversión inicial y depreciación
Ahorro sin impuesto.
Ahorro con impuesto
Flujo total de efectivo no descontado
Factor de descuento.
Flujo total de efectivo descontado por los 10 años.
Valor presente neto por 10 años.

Hoja de Cálculo 8; **Tabla de Resultados**

De acuerdo a los cálculos del punto 7 se obtiene la tabla general de resumen por los 10 años

Hoja de Cálculo 9; **Rendimiento Diario.**

Hallamos el rendimiento diario de acuerdo a los datos técnicos.

Hoja de Cálculo 10; **Regulación Tensión bajo carga**

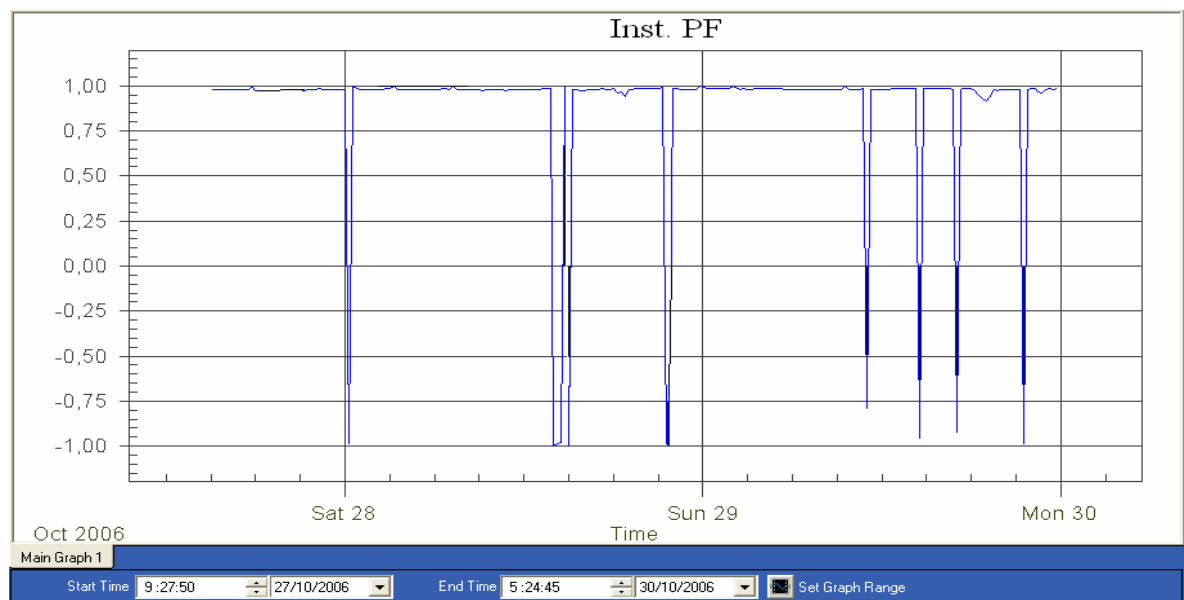
Cálculos de la tensión bajo carga estipulados por los datos técnicos.

Hoja de Cálculo 11; **Rendimiento óptima de carga.**

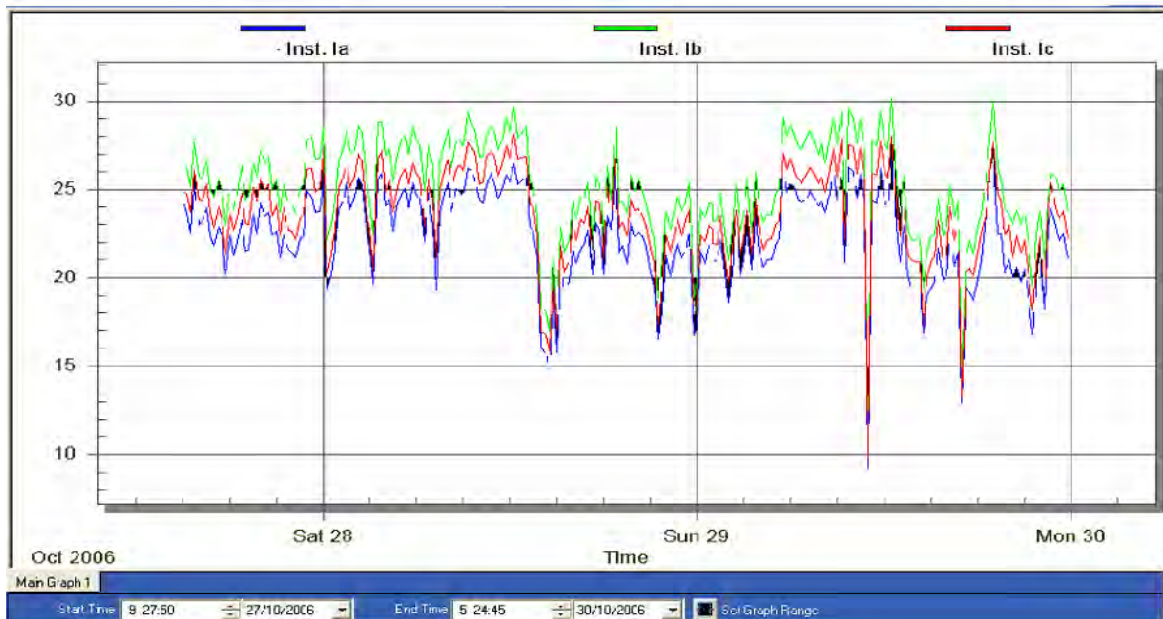
El transformador en cualquier carga le encontramos le eficiencia óptima de carga

Anexo B. Gráfica de toma de Datos

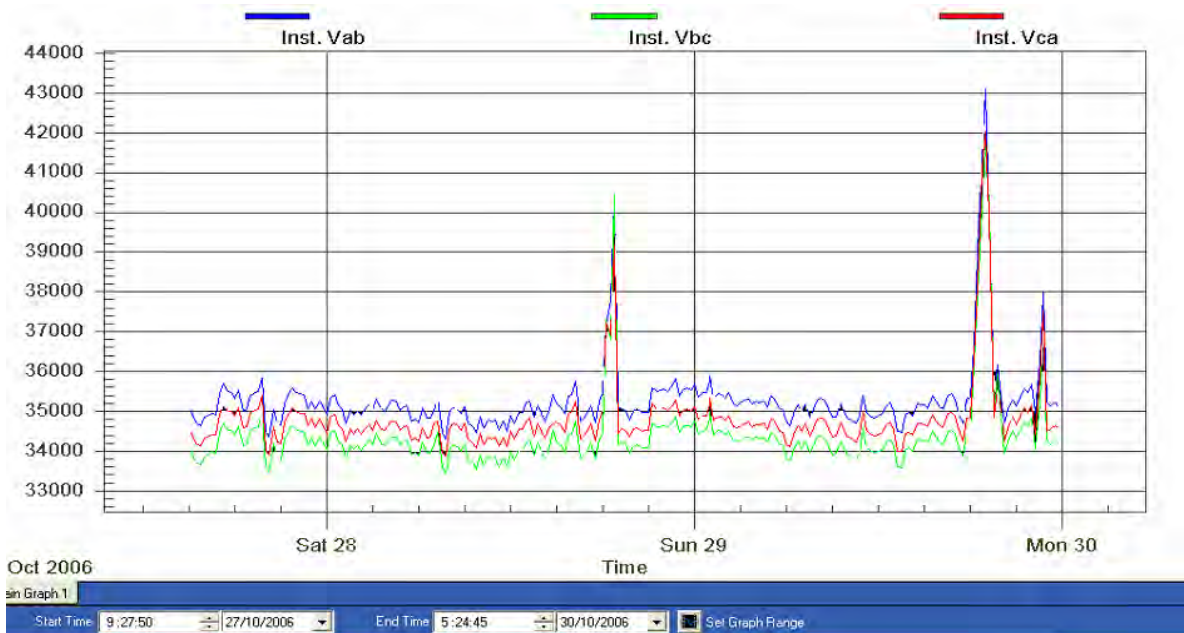
Gráfica de Factor de Potencia



Gráfica de Corriente



Gráfica de Voltaje



ANEXO C. Soporte de calculo para el manejo de la energía eficiente en transformadores

Hoja de calculo 1 datos técnicos.

Datos de los Transformadores						
Datos de transformadores						
Transformador	T1		T2		T2	
SN (MVA)	1	MVA	1,6	MVA	1,6	MVA
ΔP_{cc} (kw)	1,98	kw	2,88	kw	2,88	kw
ΔP_{sc} (kw)	12	kw	17,4	kw	17,4	kw
I_{sc} (%)	1,2		1,0		1,0	
V_{cc} (%)	5,5		5,5		5,5	
Tensión primaria	34500	V	34500	V	34500	V
Tensión secundaria en vacio	460	V	460	V	460	V
Tensión secundaria en vacio	265	V	265	V	265	V
Precio sin iva	\$ 55.850.000,00		\$ 64.700.000,0		\$ 64.700.000,0	

Valores Tipicos Unitarios de un Transformador				
Elemento del Circuito	Valores Tipicos por Unidad			
	3 a 250 KVA		1 a 100 MVA	
R1 o R2	0,009 - 0,005		0,005 - 0,002	
	0,008	0,005	0,005	0,002
X1 o X2	0,008 - 0,025		0,03 - 0,06	
	0,008	0,025	0,03	0,06
Xm	20 - 30		30 - 50	
Rm	20 - 50		100 - 500	
Ic	0,05 - 0,03		0,03 - 0,02	

Datos de Tarifa e Impuestos		
Tarifa Electrica		
Franja en Horas	Horario (Horas)	Tarifas \$
Franja 1	09:00 - 12:00	205,180006
Franja 2	18:00 - 21:00	205,180006
Franja 3	04:00 - 08:00 / 13:00 - 17:00 / 22:00 - 23:00	201,851045
Franja 4	01:00 - 03:00 / 24:00	199,473215

Impuestos	
Impuestos (%)	35%
Tasa de descuento (%)	15%
Inflación energía x año	2,50%
Dias de operación año	365
vida util (años)	25

Datos de Rendimiento		
Datos de Rendimiento indice optima carga		
Instante Vab	Instante Vbc	Instante Vac
35410,03079	34461,19181	34867,27905
Instante Ia	Instante Ib	Instante Ic
20,8987427	23,4777832	22,0550537
Instante PF	0,983	
Perdidas en kw	1,98	2,88
	12	17,4
Potencia del Transformado	1	MVA

Datos para el Rendimiento Diario		
Carga en MVA	1,314	MVA
No Horas de la Carga	1	HORAS
Perdidas en kw	1,98	KW
	12	KW
Promedio de Corriente	22,9628	amp

Hoja de calculo 2 datos de medida

Datos Generales de Medida									
Hora del Dia	Date/Time	Instante. la	Instante. lb	Instante. lc	Instante. Vab	Instante. Vbc	Instante. Vca	Instante. PF	Periodos
24	30/10/2006 0:00:00.000	20,8987427	23,4777832	22,0550537	35410,03079	34461,19181	34867,27905	0,983	Periodo No 9
	29/10/2006 23:45:00.000	21,1038208	23,7432861	22,2326660	35114,78000	34194,27490	34575,62934	0,983	
	29/10/2006 23:30:00.010	22,5183105	25,3143311	23,7808228	35230,94008	34262,37318	34637,46474	0,982	
	29/10/2006 23:15:00.000	22,0944214	24,9838257	23,3514404	35145,03309	34161,09551	34544,34882	0,983	
23									Periodo No 9
23	29/10/2006 23:00:00.000	22,9357910	25,6787109	23,9712524	35229,84484	34261,43392	34512,22738	0,981	Periodo No 8
	29/10/2006 22:45:00.000	23,9071655	25,8920288	25,3353882	37986,82319	37122,20256	37539,56095	0,961	
	29/10/2006 22:30:00.000	22,8524780	24,4747925	24,0115356	36264,47550	35182,25437	35839,75898	0,969	
	29/10/2006 22:15:00.000	18,2666016	21,0379028	19,1519165	34975,92163	34079,05748	34405,14798	0,985	
	29/10/2006 22:00:00.000	21,0800171	23,8110352	22,2381592	35672,54978	34802,97512	35143,39871	0,983	
	29/10/2006 21:45:00.000	19,2462158	22,4752808	20,7037354	35482,82878	34634,17901	34984,69035	0,982	
	29/10/2006 21:30:00.000	16,7980957	19,5574951	18,1347656	35559,07525	34708,83518	35074,69008	0,988	
	29/10/2006 21:15:00.000	19,203186	22,3590088	20,5389404	35334,26242	34523,96647	34858,51034	0,982	
	29/10/2006 21:00:00.000	20,4977417	23,7872314	22,0898438	35130,90685	34334,65237	34679,09071	0,98	
	29/10/2006 20:45:00.000	19,7671509	22,9733276	21,4169312	35280,25309	34493,91005	34848,96172	0,981	
	29/10/2006 20:30:00.000	20,5673218	23,822937	22,315979	35148,15606	34340,15571	34659,61032	0,98	
	29/10/2006 20:15:00.000	20,038147	23,0831909	21,192627	34732,88642	33952,73166	34266,65921	0,982	
	29/10/2006 20:00:00.000	20,994873	23,6343384	22,918396	35375,59001	34878,07888	35087,07343	0,977	
	29/10/2006 19:45:00.000	20,3631592	23,9025879	22,416687	36168,38582	35941,43677	35534,23733	0,974	
	29/10/2006 19:30:00.000	22,4908447	25,6137085	24,2541504	35324,24249	34875,26109	34860,38886	0,977	
17	29/10/2006 19:15:00.000	22,5128174	26,2005615	24,8208618	39935,93682	40187,72380	39923,89255	0,941	
	29/10/2006 19:00:00.000	26,7004395	29,9130249	27,6480103	43098,63959	41641,47271	42011,04397	0,914	
	29/10/2006 18:45:00.000	25,0891113	27,7313232	25,8361816	41288,43180	40129,50304	41085,70014	0,928	
	29/10/2006 18:30:00.000	23,6160278	25,6549072	23,5372925	39703,63363	38515,79793	38864,69862	0,947	
	29/10/2006 18:15:00.000	20,9646606	23,5629272	22,5247192	36606,36732	36186,08263	36337,48033	0,974	
	29/10/2006 18:00:00.000	19,937439	22,935791	21,4718628	35362,16905	34465,52870	34827,66385	0,983	
	29/10/2006 17:45:00.010	18,7298584	21,3949585	20,1416016	35318,76289	34468,23459	34840,82031	0,983	
	29/10/2006 17:30:00.000	19,1775513	22,0852661	20,5160522	34687,40506	33857,54055	34259,87074	0,984	
	29/10/2006 17:15:00.000	19,636438	21,2741089	20,3805542	34952,88764	34119,60178	34544,49802	0,982	
17	29/10/2006 17:00:00.010	12,9144287	14,7235107	13,276062	35311,72011	34440,52802	34878,23825	0,925	Periodo No 7
	29/10/2006 16:45:00.000	21,4187622	24,2990112	23,2049561	35459,28277	34528,58480	34979,21075	0,981	
	29/10/2006 16:30:00.000	20,6478882	23,4265137	22,0779419	35380,75765	34483,10683	34931,93224	0,986	
	29/10/2006 16:15:00.000	22,2647095	25,246582	24,0032959	35063,09001	34160,64792	34595,65904	0,984	
	29/10/2006 16:00:00.000	20,1342773	22,9586792	21,3363647	35114,31207	34225,11461	34643,72762	0,983	
	29/10/2006 15:45:00.000	19,8934937	22,432251	20,9262085	35238,45418	34365,53955	34751,90226	0,984	
	29/10/2006 15:30:00.000	21,6641235	24,4262695	23,2608032	35403,21520	34493,78459	34905,74137	0,983	
	29/10/2006 15:15:00.000	19,7671509	22,4066162	21,1715698	35086,29015	34214,04012	34630,90685	0,985	
14	29/10/2006 15:00:00.000	19,420166	22,4194336	20,9417725	35176,93075	34279,43929	34675,81855	0,985	Periodo No 7
	29/10/2006 14:45:00.000	18,9477539	21,4022827	19,9649048	35165,34763	34271,76581	34680,51487	0,985	
	29/10/2006 14:30:00.000	16,8392944	19,3899536	17,3803711	35182,88167	34294,31152	34696,64171	0,955	
	29/10/2006 14:15:00.000	19,5675659	22,2024536	20,8731079	34896,22328	34003,30268	34418,23324	0,986	
14	29/10/2006 14:00:00.000	19,5950317	22,1081543	20,8886719	34968,72287	34077,33493	34474,96880	0,985	Periodo No 6
	29/10/2006 13:45:00.000	19,4458008	22,1640015	21,027832	34919,56584	34028,17790	34431,13539	0,987	
	29/10/2006 13:30:00.000	20,0967407	22,767334	21,260376	34465,23031	33588,81632	33985,30748	0,987	
	29/10/2006 13:15:00.000	22,9165649	25,7418823	24,3997192	34484,41569	33609,93449	34008,06003	0,985	
	29/10/2006 13:00:00.000	20,9207153	23,7414551	22,3223877	35011,48139	34126,29530	34526,65202	0,985	
	29/10/2006 12:45:00.000	22,9202271	25,5551147	24,2596436	35210,12031	34313,88007	34725,91485	0,985	
	29/10/2006 12:30:00.000	26,6537476	30,1409912	28,0197144	35129,96758	34219,16707	34654,99878	0,979	
	29/10/2006 12:15:00.010	23,9309692	27,2854614	25,6164551	34933,10547	34027,39461	34462,55154	0,98	
11	29/10/2006 12:00:00.000	24,3887329	27,640686	25,9954834	34877,76693	33991,70261	34413,75732	0,98	Periodo No 6
	29/10/2006 11:45:00.000	26,1694336	29,3884277	27,6983643	34841,93929	33971,92383	34398,90205	0,977	
	29/10/2006 11:30:00.000	24,2221069	27,43927	25,8132935	34855,47553	34004,78787	34412,73329	0,979	
	29/10/2006 11:15:00.000	24,3099976	27,8128052	25,9048462	34963,86719	34086,72757	34518,17491	0,979	

Hoja de calculo 2 continuación de datos de medidas

11	29/10/2006 11:00:00.000	9,2578125	10,4122925	9,80895996	35383,43302	34570,82113	34987,53866	0,787	Periodo No 5
	29/10/2006 10:45:00.000	23,9163208	27,0639038	25,3811646	34898,45445	33969,39426	34431,32189	0,983	
	29/10/2006 10:30:00.000	25,8407593	28,9819336	27,3394775	34688,18834	33783,65072	34228,71568	0,978	
	29/10/2006 10:15:00.000	24,4647217	27,6223755	25,9048462	34790,88338	33857,38458	34323,42868	0,979	
	29/10/2006 10:00:00.000	26,0028076	29,0579224	27,3724365	34828,29793	33908,88808	34361,62652	0,978	
9	29/10/2006 9:45:00.000	26,2664795	29,4726563	27,5344849	34996,11749	34072,01131	34526,16035	0,979	Periodo No 5
	29/10/2006 9:30:00.000	20,9014893	23,8009644	22,1896362	35188,98519	34249,69482	34723,09706	0,999	
	29/10/2006 9:15:00.000	26,4294434	29,3838501	27,8622437	34857,85251	33941,58257	34375,84771	0,979	
9	29/10/2006 9:00:00.010	24,3704224	27,5491333	25,7015991	34852,25084	33917,34144	34356,45888	0,98	Periodo No 4
	29/10/2006 8:45:00.000	26,0513306	29,02771	27,2991943	35055,13509	34104,41759	34562,94759	0,978	
	29/10/2006 8:30:00.000	24,8181152	27,9510498	26,1264038	35252,56009	34310,26204	34771,29788	0,977	
	29/10/2006 8:15:00.010	23,7002563	26,4816284	24,8538208	35341,93251	34399,98033	34845,51663	0,982	
	29/10/2006 8:00:00.000	24,3127441	27,6937866	25,7171631	35270,38913	34350,98267	34794,01313	0,98	
6	29/10/2006 7:45:00.000	24,0966797	26,9915771	25,3591919	35057,43747	34137,74618	34572,30971	0,978	Periodo No 4
	29/10/2006 7:30:00.000	24,5297241	27,8137207	25,9286499	34870,34776	33957,05160	34382,98882	0,977	
	29/10/2006 7:15:00.000	24,9224854	28,2806396	26,2335205	35177,24270	34250,31874	34688,34432	0,978	
	29/10/2006 7:00:00.000	24,3759155	27,9290771	25,8288574	34999,09125	34068,41024	34503,61464	0,979	
	29/10/2006 6:45:00.000	24,2697144	27,2763062	25,3244019	35171,29517	34239,98684	34634,49097	0,978	
6	29/10/2006 6:30:00.010	24,3557739	27,3669434	25,5551147	35024,45136	34113,33889	34494,37798	0,978	Periodo No 4
	29/10/2006 6:15:00.000	25,0213623	27,9464722	25,881958	34642,78836	33743,10303	34093,77035	0,981	
6	29/10/2006 6:00:00.000	25,428772	28,6532593	26,7132568	34738,87804	33837,77534	34167,63984	0,978	Periodo No 3
	29/10/2006 5:45:00.000	24,8419189	28,0664063	26,1502075	35027,69301	34142,95112	34458,68598	0,979	
	29/10/2006 5:30:00.000	26,0513306	29,0496826	27,0126343	35080,96653	34180,18595	34490,46495	0,979	
	29/10/2006 5:15:00.020	22,130127	25,1138306	23,1619263	35303,87031	34400,23804	34741,85181	0,983	
	29/10/2006 5:00:00.000	21,8133545	24,6817017	22,9888916	35391,76432	34483,37470	34807,13908	0,983	
3	29/10/2006 4:45:00.000	21,0296631	23,6087036	22,197876	35106,06893	34212,99913	34553,27352	0,984	Periodo No 3
	29/10/2006 4:30:00.000	20,9848022	23,6013794	22,0852661	35244,08976	34339,24018	34684,27192	0,984	
	29/10/2006 4:15:00.000	20,6185913	23,0969238	21,6375732	35234,71408	34328,25724	34652,61841	0,986	
	29/10/2006 4:00:00.000	21,4480591	24,0545654	22,565918	35253,01446	34345,65904	34675,97453	0,985	
	29/10/2006 3:45:00.010	23,3053149	25,9910213	24,4290161	35105,30664	34271,29700	34613,95264	0,900	
3	29/10/2006 3:30:00.000	20,4629517	22,598877	21,3061523	35302,95139	34362,25382	34727,48142	0,984	Periodo No 3
	29/10/2006 3:15:00.000	22,6089478	25,5276489	23,8394165	35274,12584	34350,56559	34702,58925	0,982	
3	29/10/2006 3:00:00.000	20,9957886	23,5153198	22,1640015	35207,79419	34275,31264	34642,95112	0,982	Periodo No 2
	29/10/2006 2:45:00.010	20,1287842	22,6647949	21,3088989	35135,44718	34208,52322	34574,53071	0,986	
	29/10/2006 2:30:00.000	22,7005005	25,2493286	23,8494873	35194,93273	34273,48836	34624,00309	0,982	
	29/10/2006 2:15:00.000	20,2908325	22,7279663	21,5341187	35465,45071	34498,29441	34882,77520	0,984	
	29/10/2006 2:00:00.000	18,6053467	21,0049438	19,822998	35347,41211	34425,49981	34769,74826	0,997	
1	29/10/2006 1:45:00.000	20,7815552	23,1060791	21,6183472	35419,72182	34508,65682	34866,32962	0,984	Periodo No 2
	29/10/2006 1:30:00.000	22,1420288	24,828186	23,5006714	35445,00393	34520,40609	34867,66900	0,983	
	29/10/2006 1:15:00.000	21,0424805	23,2644653	21,8325806	35339,11472	34424,08922	34784,30854	0,983	
1	29/10/2006 1:00:01.010	20,8630371	23,1710815	21,9515991	35902,84559	34964,80645	35327,06028	0,984	Periodo No 1
	29/10/2006 1:00:00.000	21,9003296	24,1433716	22,7563477	35738,93907	34806,69488	35180,37584	0,984	
	29/10/2006 0:45:00.000	21,7767334	24,2028809	22,9476929	35475,34519	34544,19963	34895,33149	0,985	
	29/10/2006 0:30:00.000	20,8483887	23,4136963	22,0523071	35464,82340	34510,34885	34888,09882	0,984	
	29/10/2006 0:15:00.010	21,479187	23,9071655	22,4331665	35374,36252	34433,25467	34807,28828	0,984	
0									Periodo No 1

Hoja de calculo 3 promedio de medida.

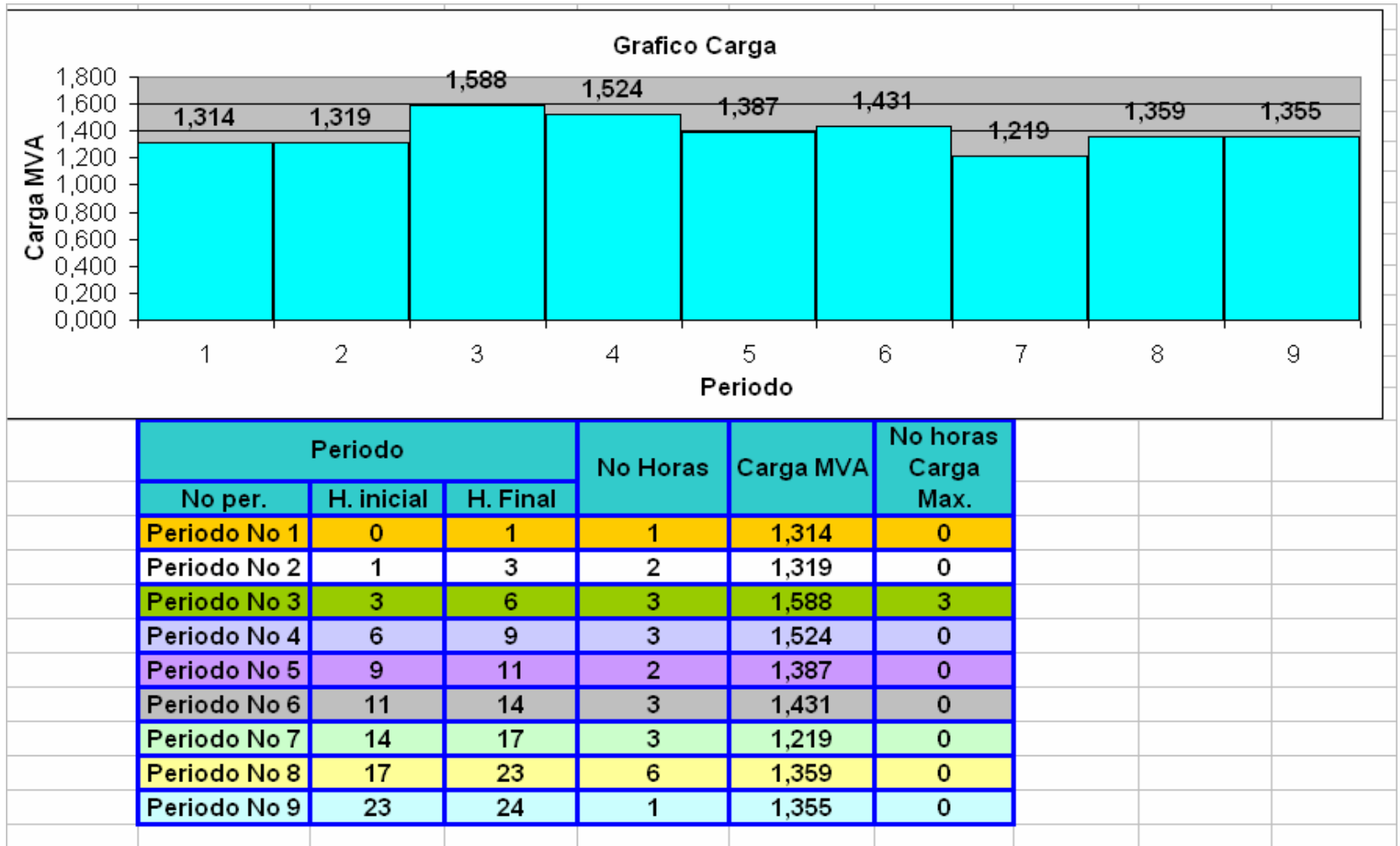
DATOS DE MEDIDA																			
Date/Time	Inst. Ia	ia	Inst. Ib	Ib	Inst. Ic	Ic	prom T I	Inst. Vab	VA	Inst. Vbc	VB	Inst. Vca	VC	PROM V	Inst. PF	Prom. PF	Carga. V	CARGA MVA	Periodos
30/10/2006 0:00:00.000	20,8987427	21,6538239	23,4777832	24,3798065	22,0560537	22,8549957	22,9628754	35410,03079	35225,19599	34461,19181	34269,73385	34867,27905	34656,18049	34717,03678	0,983	0,983	1355370,64	1,35537064	Periodo No 9
29/10/2006 23:45:00.000	21,1038208		23,7432861		22,2326660			35114,78000		34194,27490		34575,62934			0,983				
29/10/2006 23:30:00.010	22,5183105		25,3143311		23,7808228			35230,94008		34262,37318		34637,46474			0,982				
29/10/2006 23:15:00.000	22,0944214		24,9838257		23,3514404			35145,03309		34161,09551		34544,34882			0,983				
0				
0	
0	
0	
29/10/2006 23:00:00.000	22,9357910	21,0530472	25,6787109	23,8690186	23,9712524	22,3986435	22,4402364	35229,84484	36442,51816	34261,43392	35654,27568	34512,22738	35957,90312	36018,23232	0,981	0,972	1358551,11	1,35855111	Periodo No 8
29/10/2006 22:45:00.000	23,9071656		25,8920288		25,3363882			37986,82319		37122,20256		37539,56095			0,961				
29/10/2006 22:30:00.000	22,852478		24,4747925		24,0115356			36264,47550		35182,25437		35839,75898			0,969				
29/10/2006 22:15:00.000	18,2666016		21,0379028		19,1519165			34975,92163		34079,05748		34405,14798			0,985				
29/10/2006 22:00:00.000	21,0800171		23,8110352		22,2381592			35672,54978		34602,97512		35143,39871			0,983				
29/10/2006 21:45:00.000	19,2462158		22,4752808		20,7037354			35482,82878		34634,17901		34984,69035			0,982				
29/10/2006 21:30:00.000	16,7980957		19,5574951		18,1347656			35559,07525		34708,83518		35074,69008			0,988				
29/10/2006 21:15:00.000	19,203186		22,3590088		20,5389404			35334,26242		34523,96647		34858,51034			0,982				
29/10/2006 21:00:00.000	20,4977417		23,7872314		22,0898438			35130,90685		34334,65237		34679,09071			0,980				
29/10/2006 20:45:00.000	19,7671509		22,9733276		21,4169312			35280,25309		34493,91005		34848,96172			0,981				
29/10/2006 20:30:00.000	20,5673218		23,8229370		22,3159790			35148,15606		34340,15571		34659,61032			0,980				
29/10/2006 20:15:00.000	20,038147		23,0831909		21,1926270			34732,88642		33952,73166		34266,65921			0,982				
29/10/2006 20:00:00.000	20,994873		23,6343384		22,9183960			35375,59001		34878,07888		35087,07343			0,977				
29/10/2006 19:45:00.000	20,3631592		23,9025879		22,4166870			35168,38582		35941,43677		35534,23733			0,974				
29/10/2006 19:30:00.000	22,4908447		25,6137085		24,2541504			35324,24249		34875,26109		34860,38886			0,977				
29/10/2006 19:15:00.000	22,5128174		26,2005615		24,8208618			39935,93682		40187,72380		39923,89255			0,941				
29/10/2006 19:00:00.000	26,7004395		29,9130249		27,6480103			43098,63959		41641,47271		42011,04397			0,914				
29/10/2006 18:45:00.000	25,0891113		27,7313232		25,8361816			41288,43180		40129,50304		41085,70014			0,928				
29/10/2006 18:30:00.000	23,6160278		25,6549072		23,5372925			39703,63363		38515,79793		38864,69862			0,947				
29/10/2006 18:15:00.000	20,9646606		23,5629272		22,5247192			36606,36732		36186,08263		36337,48033			0,974				
29/10/2006 18:00:00.000	19,937439		22,9357910		21,4718628			35362,16905		34465,52870		34827,66385			0,983				
29/10/2006 17:45:00.010	18,7298584		21,3949585		20,1416016			35318,76289		34468,23459		34840,82031			0,983				
29/10/2006 17:30:00.000	19,1775513		22,0852661		20,5160522			34687,40506		33857,54055		34259,87074			0,984				
29/10/2006 17:15:00.000	19,536438		21,2741089		20,3805542			34952,88764		34119,60178		34544,49802			0,982				
0	
0	
0	
0	

Hoja de calculo 3 continuación promedio de medida.

29/10/2006 17:00:00.010	12,9144287		14,7235107		13,2760620		35311,72011		34440,52802		34878,23825		0,925				
29/10/2006 16:45:00.000	21,4187622		24,2990112		23,2049561		35459,28277		34528,58480		34979,21075		0,981				
29/10/2006 16:30:00.000	20,6478882		23,4265137		22,0779419		35380,75765		34483,10683		34931,93224		0,986				
29/10/2006 16:15:00.000	22,2647095		25,2465820		24,0032959		35063,09001		34160,64792		34595,65904		0,984				
29/10/2006 16:00:00.000	20,1342773		22,9586792		21,3363647		35114,31207		34225,11461		34643,72762		0,983				
29/10/2006 15:45:00.000	19,8934937		22,4322510		20,9262085		35238,45418		34365,53955		34751,90226		0,984				
29/10/2006 15:30:00.000	21,6641235		24,4262695		23,2608032		35403,21520		34493,78459		34905,74137		0,983				
29/10/2006 15:15:00.000	19,7671509	19,4566345	22,4066162	22,1111298	21,1715698	20,7014465	35086,29015	35206,54212	34214,04012	34313,34715	34630,90685	34732,37723	0,985	0,977	1218941,69	1,21894169	Periodo No 7
29/10/2006 15:00:00.000	19,4201660		22,4194336		20,9417725		35176,93075		34279,43929		34675,81855		0,985				
29/10/2006 14:45:00.000	18,9477539		21,4022827		19,9649048		35165,34763		34271,76581		34680,51487		0,985				
29/10/2006 14:30:00.000	16,8392944		19,3899536		17,3803711		35182,88167		34294,31152		34696,64171		0,955				
29/10/2006 14:15:00.000	19,5675659		22,2024536		20,8731079		34896,22328		34003,30268		34418,23324		0,986				
0																	
0																	
0																	
0																	
29/10/2006 14:00:00.000	19,5950317		22,1081543		20,8886719		34968,72287		34077,33493		34474,96880		0,985				
29/10/2006 13:45:00.000	19,4458008		22,1640015		21,0278320		34919,56584		34028,17790		34431,13539		0,987				
29/10/2006 13:30:00.000	20,0967407		22,7673340		21,2603760		34465,23031		33588,81632		33985,30748		0,987				
29/10/2006 13:15:00.000	22,9165649		25,7418823		24,3997192		34484,41569		33609,93449		34008,06003		0,985				
29/10/2006 13:00:00.000	20,9207153		23,7414551		22,3223877		35011,48139		34126,29530		34526,65202		0,985				
29/10/2006 12:45:00.000	22,9202271		25,5551147		24,2596436		35210,12031		34313,88007		34725,91485		0,985				
29/10/2006 12:30:00.000	26,8537476		30,1409912		28,0197144		35129,96758		34219,16707		34654,99878		0,979				
29/10/2006 12:15:00.010	23,9309692	22,9641724	27,2854614	25,9821320	25,6164551	24,4338989	34933,10547	34888,47153	34027,39461	34003,84521	34462,55154	34417,76304	0,980	0,982	1431476,04	1,43147604	Periodo No 6
29/10/2006 12:00:00.000	24,3887329		27,6406860		25,9954834		34877,76693		33991,70261		34413,75732		0,980				
29/10/2006 11:45:00.000	26,1694336		29,3884277		27,6983643		34841,93929		33971,92383		34398,90205		0,977				
29/10/2006 11:30:00.000	24,2221069		27,4392700		25,8132935		34855,47553		34004,78787		34412,73329		0,979				
29/10/2006 11:15:00.000	24,3099976		27,8128052		25,9048462		34963,86719		34086,72757		34518,17491		0,979				
0																	
0																	
0																	
0																	
29/10/2006 11:00:00.000	9,2578125		10,4122925		9,8089600		35383,43302		34570,82113		34987,53866		0,787				
29/10/2006 10:45:00.000	23,9163208		27,0639038		25,3811646		34898,45445		33969,39426		34431,32189		0,983				
29/10/2006 10:30:00.000	25,8407593		28,9819336		27,3394775		34688,18834		33783,65072		34228,71568		0,978				
29/10/2006 10:15:00.000	24,4647217		27,6223755		25,9048462		34790,88338		33857,38458		34323,42868		0,979				
29/10/2006 10:00:00.000	26,0028076		29,0579224		27,3724365		34828,29793		33908,88808		34361,62652		0,978				
29/10/2006 9:45:00.000	26,2664795		29,4726563		27,5344849		34996,11749		34072,01131		34526,16035		0,979				
29/10/2006 9:30:00.000	20,9014893	22,8849792	23,8009644	25,7244873	22,1896362	24,1741562	35188,98519	34954,02654	34249,69482	34044,17843	34723,09706	34494,71707	0,999	0,958	1386756,06	1,38675606	Periodo No 5
29/10/2006 9:15:00.000	26,4294434		29,3838501		27,8622437		34857,85251		33941,58257		34375,84771		0,979				
0																	
0																	
0																	
0																	

29/10/2006 9:00:00.010	24.3704224	27.5491333		25.7015991	34852.25084		33917.34144	34356.45888		0.980					
29/10/2006 8:45:00.000	26.0513306	29.0277100		27.2991943	35055.13509		34104.41759	34562.94759		0.978					
29/10/2006 8:30:00.000	24.8181152	27.9510498		26.1264038	35252.56009		34310.26204	34771.29788		0.977					
29/10/2006 8:15:00.010	23.7002563	26.4816284		24.8538208	35341.93251		34399.98033	34845.51653		0.982					
29/10/2006 8:00:00.000	24.3127441	27.6937866		25.7171631	35270.38913		34350.98267	34794.01313		0.980					
29/10/2006 7:45:00.000	24.0966797	26.9915771		25.3591919	35057.43747		34137.74618	34572.30971		0.978					
29/10/2006 7:30:00.000	24.5297241	27.8137207		25.9286499	34870.34776		33957.05160	34382.98882		0.977					
29/10/2006 7:15:00.000	24.9224854	28.2806396		26.2335205	35177.24270		34250.31874	34688.34432		0.978					
29/10/2006 7:00:00.000	24.3759155	27.9290771		25.8288574	34999.09125	35059.57681	34068.41024	34503.61654	34558.34424	0.979	1524175.25	1.52417525			Periodo No 4
29/10/2006 6:45:00.000	24.2697144	27.2763062		25.3244019	35171.29517		34239.98684	34634.49097		0.978					
29/10/2006 6:30:00.010	24.3557739	27.3669434		25.5551147	35024.45136		34113.33889	34494.37798		0.978					
29/10/2006 6:15:00.000	25.0213623	27.9464722		25.8819580	34642.78836		33743.10303	34093.77035		0.981					
0															
0															
0															
0															
29/10/2006 6:00:00.000	25.4287720	28.6532593		26.7132568	34738.87804		33937.77534	34167.63984		0.978					
29/10/2006 5:45:00.000	24.8419189	28.0664063		26.1502075	35027.69301		34142.95112	34458.68598		0.979					
29/10/2006 5:30:00.000	26.0513306	29.0496826		27.0126343	35080.96653		34180.18595	34490.46495		0.979					
29/10/2006 5:15:00.020	22.1301270	25.1183306		23.1619263	35303.87031		34400.23804	34741.85181		0.983					
29/10/2006 5:00:00.000	21.8133545	24.6817017		22.9889916	35391.76432		34483.37470	34807.13908		0.983					
29/10/2006 4:45:00.000	21.0296631	23.6087036		22.1978760	35106.06893		34212.99913	34553.27352		0.984					
29/10/2006 4:30:00.000	20.9848022	23.6013794		22.0852681	35244.08976		34339.24018	34684.27192		0.984					
29/10/2006 4:15:00.000	20.6189913	23.0869238		21.6375732	35234.71408		34328.25724	34652.61841		0.986					
29/10/2006 4:00:00.000	21.4480591	24.0545654		22.5659180	35253.01446		34345.65904	34675.37453	34606.32861	0.983	1587779.11	1.58777911			Periodo No 3
29/10/2006 3:45:00.010	23.3953149	25.9918213		24.4290161	35185.33654		34271.29788	34613.95264		0.983					
29/10/200															

Hoja de calculo 4 gráfica de cargas



Hoja de calculo 5 aplicaciones de formulas matematicas

1) Las posibles combinaciones serian:					
1)	1	MVA	+	1,6	MVA
2)	1,6	MVA	+	1,6	MVA
2) Se tiene que:					
SM=	1,588	= Es la maxima Carga			
tdm=	3,00	= Es el tiempo maximo de la carga			
Del grafico de cargase determina el factor de llenado					
kII = Sm/SM		Sm =	1,396636	= Potencia activa media	
kII=	0,879616218				
La sobre carga sistematica admisible es : S'P < 1,3 SN					
Para nuestro caso es:	S'P >	1,3			
Como la demanda maxima es de	1,588	MVA esta se puede suministrar con un trafo de	1	MVA	y otro de 1,6 MVA ya que:
S'P =	3,38	MVA >	1,588		
Evidentemente % se puede utilizar	1,6	MVA	+	1,6	MVA
3) Si la combinaci3n es de 1 MVA y de 1,6 MVA durante la desconexi3n por falla de uno de ellos, el caso mas critico seria el de 1,6 MVA; se tendrian que desconectar los equipos de menor importancia sobre un tiempo determinado con una carga promedio de 1,2 MVA					
con 2 transformadores de	1,6	MVA	+	1,6	MVA
la cargade los transformadores antes de la sobrecarga de emergencia nunca sobrepasaria:					
Sobre Carga de emergencia 2 transformadores iguales =	SM/SN =	0,496			
Por lo tanto uno de ellos podria llevar durante varios dias una carga total MAXIMA de: =	2,08	MVA			
4) Calculos del regimen economico: Se considera un coeficiente incremental de perdidas ; kip =					
kip =	0,05	kw/kVA	Entre (0,02 kw/kVA - 0,05 kw/kVA)		
Para el transformador de	1	MVA			
$\Delta Q_{sc} =$	SN (Isc/100) =	12	KVAr		
$\Delta Q_{cc} =$	SN (Vcc/100) =	55	KVAr		
$\Delta P_{sc1} =$	$\Delta P'_{sc} + kip \Delta Q_{sc} =$	2,58	kw		
$\Delta P_{cc1} =$	$\Delta P'_{cc} + kip \Delta Q_{cc} =$	14,75	kw		
Para el transformador de	1,6	MVA			
$\Delta Q_{sc} =$	SN (Isc/100) =	16	KVAr		
$\Delta Q_{cc} =$	SN (Vcc/100) =	88	KVAr		
$\Delta P_{sc1} =$	$\Delta P'_{sc} + kip \Delta Q_{sc} =$	3,68	kw		
$\Delta P_{cc1} =$	$\Delta P'_{cc} + kip \Delta Q_{cc} =$	21,8	kw		
Y	1,6	MVA			
$\Delta Q_{sc} =$	SN (Isc/100) =	16	KVAr		
$\Delta Q_{cc} =$	SN (Vcc/100) =	88	KVAr		
$\Delta P_{sc2} =$	$\Delta P'_{sc} - kip \Delta Q_{sc} =$	3,68	kw		
$\Delta P_{cc2} =$	$\Delta P'_{cc} - kip \Delta Q_{cc} =$	21,8	kw		

Hoja de calculo 5 continuación de aplicaciones de formulas matemáticas

En este caso tenemos 2 transformadores identicos		1,6	MVA trabajando por esto empleamos: (VariantII)						
$a_1 = \Delta P'_{sc1} =$	3,68	kw		$a_{12} = 2a_2 = 2\Delta P'_{sc2} =$	7,36	kw			
$a_2 = \Delta P'_{sc2} =$	3,68	kw							
$b_1 = \frac{\Delta P'_{cc1}}{S^2 N_1} =$	8,52E-06	kw							
$b_2 = \frac{\Delta P'_{cc2}}{S^2 N_2} =$	8,52E-06	kw		$b_{12} = \frac{b_1}{2} = \frac{b_2}{2} = 0,5 \frac{\Delta P'_{cc}}{S^2 N} =$	4,26E-06	kw			
Hallamos el punto de cruce de los transformadores identicos:									
$ScC = S_N \sqrt{2 \left(\frac{\Delta P'_{sc}}{\Delta P'_{cc}} \right)}$	ScC =	0,930	MVA						
Si trabajas con un transformador de		1	MVA en paralelo con el	1,6	MVA (variante II)				
$a_1 = \Delta P'_{sc1} =$	2,58	kw							
$a_2 = \Delta P'_{sc2} =$	3,68	kw							
$b_1 = \frac{\Delta P'_{cc1}}{S^2 N_1} =$	1,475E-05								
$b_2 = \frac{\Delta P'_{cc2}}{S^2 N_2} =$	8,52E-06								
Ya que $a_2 > a_1$ utilizamos:			$ScA = \sqrt{\frac{(a_2 - a_1)}{(b_1 - b_2)}} =$	0,420	MVA				
La operación con el transformador T2 aislado resulta mas economica que con T1 y T2 en paralelo hasta cumplir que las siguientes ecuaciones sea cero									
$a_{\Sigma+1} = a_1 + a_2 = \Delta P'_{sc1} + \Delta P'_{sc2} =$	6,26	kw							
$a_{\Sigma} = a_2 = \Delta P'_{sc2} =$	3,68	kw							
$b_{\Sigma+1} = b_1 + b_2 = \frac{\Delta P'_{cc1} + \Delta P'_{cc2}}{(S_{N1} + S_{N2})} =$	5,41E-06								

Hoja de calculo 5 continuación de aplicaciones de formulas matemáticas

Iguualamos a cero
$(az+1-az + (bz+1-bz))Sc^2 = 0$
. $Sc = $ 0,910987 MVA
5) Regimen economico:
Pasos:
Variante I operación con T1 y T2 cuando solamente trabaja el transformador T1; ejemplo el estado de carga en
1,219 MVA
$\Delta P'_{T1} = a_1 + b_1 S^2 c_1$
$a_1 = \Delta P'_{sc1} = $ 2,58 kw
$b_1 S^2 c_1 = $ 2,192E-06 kw
$\Delta P'_{T1} = $ 2,5800219 kw
Análogamente cuando se trabaja solamente con T2 (Ejemplo con el punto:
1,319 MVA)
$a_2 = \Delta P'_{sc2} = $ 3,68 kw
$b_2 S^2 c_2 = $ 5,787E-06 kw
$\Delta P'_{T2} = $ 3,6800058 kw
Cuando se trebaja con T1 en paraleleo T2 (Ejemplo para una carga en :
1,524 MVA)
$a_T = a_1 + a_2 = $ 6,26 kw
Como Vcc es igual para ambos transformadores las cargas se distributen en proporción a las capacidades nominales
$.Sc_1 = $ 0,586221 MVA
$.Sc_2 = $ 0,9380 MVA
$S_{CT} = Sc_1 + Sc_2 = $ 1,5242 MVA
Entonces:
$b_1 S^2 c_1 = $ 5,069E-06
$b_2 S^2 c_2 = $ 2,93E-06
$(bS^2 c)_2 = $ 7,995E-06 kw
Donde el subindice 1 2 identifica a la operación del transformador 1 en paralelo con el transformador 2
Ejemplo para la carga:
1,588 MVA
$.Sc_1 = $ 0,610684 MVA
$.Sc_2 = $ 0,9771 MVA
$S_{CT} = Sc_1 + Sc_2 = $ 1,5878 MVA
Entonces:
$b_1 S^2 c_1 = $ 5,501E-06
$b_2 S^2 c_2 = $ 3,18E-06
$(bS^2 c)_2 = $ 8,677E-06 kw

Hoja de calculo 6 variantes I y II

En la tabla No 6 se dan todos los valores de las perdidas para la variante I									
VARIANTE I									
PASOS	Carga en MVA	Tiempo en Horas	Transf. que Opera	a (kw)	bS^2c (kw)	$\Delta P'_T$ (kw)	ΔE (kwh)	Costo ener. \$(kWh)	Costo perd. (\$)
1	1,218942	3	T1 // T2	6,26	6,59058	12,85057971	38,5517391	201,851045	7781,70881
2	1,318924	2	T1 // T2	6,26	7,131166	13,39116582	26,7823316	199,473215	5342,3578
3	1,355371	1	T1 // T2	6,26	7,328224	13,58822439	13,5882244	201,851045	2742,79729
4	1,314116	1	T1 // T2	6,26	7,105168	13,36516847	13,3651685	199,473215	2665,99312
5	1,358551	4	T1 // T2	6,26	7,345421	13,60542058	54,4216823	205,180006	11166,2411
6	1,358551	2	T1 // T2	6,26	7,345421	13,60542058	27,2108412	201,851045	5492,53671
7	1,386756	2	T1 // T2	6,26	7,497919	13,75791922	27,5158384	205,180006	5645,69989
8	1,431476	1	T1 // T2	6,26	7,739711	13,99971141	13,9997114	205,180006	2872,46087
9	1,431476	2	T1 // T2	6,26	7,739711	13,99971141	27,9994228	201,851045	5651,71274
10	1,587779	3	T1 // T2	6,26	8,584812	14,84481161	44,5344348	201,851045	8989,32219
11	1,524175	3	T1 // T2	6,26	8,240918	14,50091794	43,5027538	201,851045	8781,0763
								Total	67131,9068
Tabla No7 perdidas y costos por operación de transformadores idénticos									
VARIANTE II									
PASOS	Carga en MVA	Tiempo en Horas	Transf. que Opera	a (kw)	bS^2c (kw)	$\Delta P'_T$ (kw)	ΔE (kwh)	Costo ener. \$(kWh)	Costo perd. (\$)
1	1,218942	3	T2 // T2	7,36	5,190025	12,55002517	37,6500755	201,851045	7599,70707
2	1,318924	2	T2 // T2	7,36	5,615732	12,97573211	25,9514642	199,473215	5176,622
3	1,355371	1	T2 // T2	7,36	5,770914	13,13091405	13,1309141	201,851045	2650,48872
4	1,314116	1	T2 // T2	7,36	5,595259	12,95525942	12,9552594	199,473215	2584,22725
5	1,358551	4	T2 // T2	7,36	5,784456	13,14445591	52,5778236	205,180006	10787,9182
6	1,358551	2	T2 // T2	7,36	5,784456	13,14445591	26,2889118	201,851045	5306,44431
7	1,386756	2	T2 // T2	7,36	5,904547	13,26454728	26,5290946	205,180006	5443,23978
8	1,431476	1	T2 // T2	7,36	6,094957	13,45495656	13,4549566	205,180006	2760,68807
9	1,431476	2	T2 // T2	7,36	6,094957	13,45495656	26,9099131	201,851045	5431,79407
10	1,587779	3	T2 // T2	7,36	6,760466	14,12046575	42,3613972	201,851045	8550,69228
11	1,524175	3	T2 // T2	7,36	6,489652	13,84965242	41,5489573	201,851045	8386,70042
								Total	64678,5221

Hoja de calculo 7 calculo de costos de perdidas

Costos de las perdidas de energia en el primer año:					
Costos de las perdidas de energia por día:					
	Variante I	\$ 67.131,9068			
	Variante II	\$ 64.678,5221			
costo de la energia en el primer año:					
	Ce/año=	Ce/día x días/año			
Variante I	\$ 24.503.145,99				
Variante II	\$ 23.607.660,57				
Costo de las perdidas de energia considerando la inflación:		Inflación =	2,50%		
$Ke = Ce_{1\text{ año}} \left(\frac{1 + Infl}{100} \right)^{(n-1)} = (\$/\text{ kwh})$					
Variante I		Variante II			
Año 1	Ke1 =	\$ 24.509.271,77	Ke2 =	\$ 23.613.562,49	
Año 2	Ke1 =	\$ 24.515.399,09	Ke2 =	\$ 23.619.465,88	
Año 3	Ke1 =	\$ 24.521.527,94	Ke2 =	\$ 23.625.370,74	
Año 4	Ke1 =	\$ 24.527.658,32	Ke2 =	\$ 23.631.277,09	
Año 5	Ke1 =	\$ 24.533.790,24	Ke2 =	\$ 23.637.184,91	
Año 6	Ke1 =	\$ 24.539.923,69	Ke2 =	\$ 23.643.094,20	
Año 7	Ke1 =	\$ 24.546.058,67	Ke2 =	\$ 23.649.004,98	
Año 8	Ke1 =	\$ 24.552.195,18	Ke2 =	\$ 23.654.917,23	
Año 9	Ke1 =	\$ 24.558.333,23	Ke2 =	\$ 23.660.830,96	
Año 10	Ke1 =	\$ 24.564.472,81	Ke2 =	\$ 23.666.746,16	
Ahorro de energia electrica:					
Datos iniciales		Impuestos			
Capacidad transformador T1 (MVA)	1	Impuestos (%)	0,35		
Capacidad transformador T2 (MVA)	1,6	Tasa de descuento (%)	0,15		
Costo inicial T1 (k1) (\$)	\$ 55.850.000,00	Inflación energia x año	2,50%		
Costo inicial T2 (k2) (\$)	\$ 64.700.000,00	Dias de operación año	365		
Costo inicial energia x dia(Variante I) (\$)	\$ 67.131,9068	vida util (años)	25		
Costo inicial energia x dia(Variante II) (\$)	\$ 64.678,5221				
De los resultados con el calculo de las perdidas existe un ahorro aplicando la Variante II en lugar de la Variante I:					
El ahorro (Ct) sera para cada año:					
$Ct = Ke1 - Ke2$					
Año 1	Ct =	\$ 895.709,29			
Año 2	Ct =	\$ 895.933,22			
Año 3	Ct =	\$ 896.157,20			
Año 4	Ct =	\$ 896.381,24			
Año 5	Ct =	\$ 896.605,33			
Año 6	Ct =	\$ 896.829,48			
Año 7	Ct =	\$ 897.053,69			
Año 8	Ct =	\$ 897.277,96			
Año 9	Ct =	\$ 897.502,27			
Año 10	Ct =	\$ 897.726,65			

Hoja de calculo 7 continuación calculo de costos de perdidas

Inversión inicial		
La inversión inicial para lograr ahorros mencionados equivale a la diferencia entre el costo con la variante mas alta que es con la que mas se ahorra (Variante II) y la mas barata (variante I) donde:		
$C_i = 2k_2 - (k_1 + k_2)$	Donde $k_{e1} + k_{e2}$ costos iniciales de los transformadores	
$C_i =$	\$ 8.850.000,00	
Depreciación; se considera lineal:		
$Dep = \frac{C_i}{T} =$	T = vida util o tiempo de servicio.	
$Dep =$	\$ 354.000,00	
Ahorro sin impuesto:		
Sin considerar los impuestos el ahorro es:		
$C_{si} = C_t - Dep$		
Año 1	$C_{si} =$	\$ 541.709,29
Año 2	$C_{si} =$	\$ 541.933,22
Año 3	$C_{si} =$	\$ 542.157,20
Año 4	$C_{si} =$	\$ 542.381,24
Año 5	$C_{si} =$	\$ 542.605,33
Año 6	$C_{si} =$	\$ 542.829,48
Año 7	$C_{si} =$	\$ 543.053,69
Año 8	$C_{si} =$	\$ 543.277,96
Año 9	$C_{si} =$	\$ 543.502,27
Año 10	$C_{si} =$	\$ 543.726,65
Ahorro con impuesto:		
El ahorro neto despues de ser incluidos los impuestos vendra dada por:		
$C_{ci} = C_{si} - \left(\frac{I}{100}\right) C_{si}$		
I = valor impuesto (%)		
Año 1	$C_{ci} =$	\$ 539.813,31
Año 2	$C_{ci} =$	\$ 540.036,45
Año 3	$C_{ci} =$	\$ 540.259,65
Año 4	$C_{ci} =$	\$ 540.482,90
Año 5	$C_{ci} =$	\$ 540.706,21
Año 6	$C_{ci} =$	\$ 540.929,58
Año 7	$C_{ci} =$	\$ 541.153,00
Año 8	$C_{ci} =$	\$ 541.376,48
Año 9	$C_{ci} =$	\$ 541.600,02
Año 10	$C_{ci} =$	\$ 541.823,61
Flujo total de efectivo no descontado		
La depreciación del capital invertido se vuelve a sumar como un flujo positivo de efectivo:		
$F_{nd} = C_{ci} + Dep$		

Hoja de calculo 7 continuación calculo de costos de perdidas

Año 1	$F_{nd} =$	\$ 893.813,31							
Año 2	$F_{nd} =$	\$ 894.036,45							
Año 3	$F_{nd} =$	\$ 894.259,65							
Año 4	$F_{nd} =$	\$ 894.482,90							
Año 5	$F_{nd} =$	\$ 894.706,21							
Año 6	$F_{nd} =$	\$ 894.929,58							
Año 7	$F_{nd} =$	\$ 895.153,00							
Año 8	$F_{nd} =$	\$ 895.376,48							
Año 9	$F_{nd} =$	\$ 895.600,02							
Año 10	$F_{nd} =$	\$ 895.823,61							
Factor de descuento:									
$F_D = \frac{1}{\left(1 + \frac{D}{100}\right)^n}$					D = tasa de descuento				
Año 1	$F_D =$	\$ 0,9985022							
Año 2	$F_D =$	\$ 0,9970067							
Año 3	$F_D =$	\$ 0,9955135							
Año 4	$F_D =$	\$ 0,9940224							
Año 5	$F_D =$	\$ 0,9925336							
Año 6	$F_D =$	\$ 0,9910471							
Año 7	$F_D =$	\$ 0,9895627							
Año 8	$F_D =$	\$ 0,9880806							
Año 9	$F_D =$	\$ 0,9866007							
Año 10	$F_D =$	\$ 0,9851230							
Flujo total de efectivo descontado en el año sera:									
$F_{das} = F_{nd} * F_D$									
Año 1	$F_{das} =$	\$ 892.474,59							
Año 2	$F_{das} =$	\$ 891.360,36							
Año 3	$F_{das} =$	\$ 890.247,52							
Año 4	$F_{das} =$	\$ 889.136,07							
Año 5	$F_{das} =$	\$ 888.026,01							
Año 6	$F_{das} =$	\$ 886.917,33							
Año 7	$F_{das} =$	\$ 885.810,04							
Año 8	$F_{das} =$	\$ 884.704,13							
Año 9	$F_{das} =$	\$ 883.599,60							
Año 10	$F_{das} =$	\$ 882.496,45							
Valor presente neto:									
Cuando finaliza cada año sera el flujo total de efectivo descontando mas el valor presente neto que existia al finalizar el año anterior:									
$V_{pn} = F_{das} + V_{pn-1}$			$V_{pn-1} =$	Valor presente neto al finalizar el año anterior					
Para el primer año año el Vpn anterior es la inversión realizada y se tomo como un valor negativo; con una inversión (diferencia de costo):									
Año 1	$V_{pn} =$	-\$ 7.957.525,41							
Año 2	$V_{pn} =$	-\$ 7.066.165,04							
Año 3	$V_{pn} =$	-\$ 6.175.917,52							
Año 4	$V_{pn} =$	-\$ 5.286.781,45							
Año 5	$V_{pn} =$	-\$ 4.398.755,44							
Año 6	$V_{pn} =$	-\$ 3.511.838,11							
Año 7	$V_{pn} =$	-\$ 2.626.028,07							
Año 8	$V_{pn} =$	-\$ 1.741.323,94							
Año 9	$V_{pn} =$	-\$ 857.724,34							
Año 10	$V_{pn} =$	\$ 24.772,11							

Hoja de calculo 8 tabla de resultados.

Tabla de resultados variantes I y II										
Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Costo inicial energía (variante I) Cc/año (\$)	\$ 24.503.145,99	\$ 24.503.145,99	\$ 24.503.145,99	\$ 24.503.145,99	\$ 24.503.145,99	\$ 24.503.145,99	\$ 24.503.145,99	\$ 24.503.145,99	\$ 24.503.145,99	\$ 24.503.145,99
Costo inicial energía (variante II) Cc/año (\$)	\$ 23.607.660,57	\$ 23.607.660,57	\$ 23.607.660,57	\$ 23.607.660,57	\$ 23.607.660,57	\$ 23.607.660,57	\$ 23.607.660,57	\$ 23.607.660,57	\$ 23.607.660,57	\$ 23.607.660,57
Costo energía con inflación(variante	\$ 24.509.271,77	\$ 24.515.399,09	\$ 24.521.527,94	\$ 24.527.658,32	\$ 24.533.790,24	\$ 24.539.923,69	\$ 24.546.058,67	\$ 24.552.195,18	\$ 24.558.333,23	\$ 24.564.472,81
Costo energía con inflación(variante	\$ 23.613.562,49	\$ 23.619.465,88	\$ 23.625.370,74	\$ 23.631.277,09	\$ 23.637.184,91	\$ 23.643.094,20	\$ 23.649.004,98	\$ 23.654.917,23	\$ 23.660.830,96	\$ 23.666.746,16
Ahorro energía (\$)	\$ 895.709,29	\$ 895.933,22	\$ 896.157,20	\$ 896.381,24	\$ 896.605,33	\$ 896.829,48	\$ 897.053,69	\$ 897.277,96	\$ 897.502,27	\$ 897.726,65
Inversión inicial (\$)	\$ 8.850.000,00	\$ 8.850.000,00	\$ 8.850.000,00	\$ 8.850.000,00	\$ 8.850.000,00	\$ 8.850.000,00	\$ 8.850.000,00	\$ 8.850.000,00	\$ 8.850.000,00	\$ 8.850.000,00
Depreciación (\$)	\$ 354.000,00	\$ 354.000,00	\$ 354.000,00	\$ 354.000,00	\$ 354.000,00	\$ 354.000,00	\$ 354.000,00	\$ 354.000,00	\$ 354.000,00	\$ 354.000,00
Ahorros sin impuestos (\$)	\$ 541.709,29	\$ 541.933,22	\$ 542.157,20	\$ 542.381,24	\$ 542.605,33	\$ 542.829,48	\$ 543.053,69	\$ 543.277,96	\$ 543.502,27	\$ 543.726,65
Ahorros con impuestos (\$)	\$ 539.813,31	\$ 540.036,45	\$ 540.259,65	\$ 540.482,90	\$ 540.706,21	\$ 540.929,58	\$ 541.153,00	\$ 541.376,48	\$ 541.600,02	\$ 541.823,61
Flujos de efectivo no descontado (\$)	\$ 893.813,31	\$ 894.036,45	\$ 894.259,65	\$ 894.482,90	\$ 894.706,21	\$ 894.929,58	\$ 895.153,00	\$ 895.376,48	\$ 895.600,02	\$ 895.823,61
Factor de descuento (\$)	\$ 0,998502	\$ 0,997007	\$ 0,995513	\$ 0,994022	\$ 0,992534	\$ 0,991047	\$ 0,989563	\$ 0,988081	\$ 0,986601	\$ 0,985123
Flujos de efectivo descontado	\$ 892.474,59	\$ 891.360,36	\$ 890.247,52	\$ 889.136,07	\$ 888.026,01	\$ 886.917,33	\$ 885.810,04	\$ 884.704,13	\$ 884.704,13	\$ 882.496,45
Valor presente neto	-\$ 7.957.525,41	-\$ 7.066.165,04	-\$ 6.175.917,52	-\$ 5.286.781,45	-\$ 4.398.755,44	-\$ 3.511.838,11	-\$ 2.626.028,07	-\$ 1.741.323,94	-\$ 857.724,34	\$ 24.772,11

Hoja de calculo 9 rendimiento diario

Rendimiento diario: El rendimiento diario da una idea de lo económico que es el transformador:													
$\eta d = \frac{Pa * t}{Pa * t + 24 * Po + Pcc * t} * 100 \%$													
<table border="1"> <tr> <td>$\eta d =$</td> <td>0,95667</td> <td>%</td> </tr> <tr> <td>$\eta d =$</td> <td>95,66661</td> <td></td> </tr> </table>								$\eta d =$	0,95667	%	$\eta d =$	95,66661	
$\eta d =$	0,95667	%											
$\eta d =$	95,66661												
De otra forma se puede calcular:													
Las pérdidas de carga se calculan así:													
$Pcc = I^2 * Re$ $Re =$ Se determina por la caída de tensión Vr.													
Se usan dos métodos para determinar las pérdidas totales con carga:													
Si entre varios intervalos se toman lecturas de corriente (I_1, I_2, \dots, I_N),													
$I^2 p = \frac{I_1^2 + I_2^2 + \dots + I_N^2}{N}$													
<table border="1"> <tr> <td>$I^2 p =$</td> <td>0,022963</td> <td>$Re =$</td> <td>0,522584354</td> </tr> </table>								$I^2 p =$	0,022963	$Re =$	0,522584354		
$I^2 p =$	0,022963	$Re =$	0,522584354										
$\eta d = \frac{Pa * t}{Pa * t + 24 * Po + I^2 p * Re}$													
<table border="1"> <tr> <td>$\eta d =$</td> <td>0,95667</td> </tr> </table>								$\eta d =$	0,95667				
$\eta d =$	0,95667												

Hoja de calculo 10 regulación tensión bajo carga

Regulación tension bajo carga de 1 a 100 MVA				Regulación tension bajo carga de 3 a 250MVA			
	$m1 = \frac{E1}{E2}$	75,000	V		$m1 =$	75,000	V
	$m2 = \frac{E1}{E2}$	130,189	V		$m2 =$	130,189	V
	$V_x = \left(x_2 + \frac{x_1}{m_1^2} \right) * I_2 =$	0,0720064			$V_x =$	0,0250014	
	$V_R = \left(R_2 + \frac{R_1}{m_1^2} \right) * I_2 =$	2,4010667E-03			$V_R =$	5,0014222E-03	
	$V = V_x * \text{Sen} \phi + V_R * \text{Cos} \phi + \frac{(V_x \text{Cos} \phi - V_R * \text{Sen} \phi)^2}{200}$						
	$\rho = V_x * \text{sen} \phi + V_R * \text{cos} \phi$	0,0720064			$\rho =$	0,0250014	
	$\sigma = V_x * \text{cos} \phi - V_R * \text{sen} \phi$	2,4010667E-03			$\sigma =$	5,0014222E-03	
	$V = \rho + \frac{\sigma^2}{200}$	0,0720064			$V =$	0,0250015	

Hoja de calculo 11 rendimiento índice optimo de carga

Rendimiento de transformadores índice optima de carga. La potencia en el secundario de un transformador es un instante de tiempo									
						V2=	34912,83		
						I2=	22,14386		
$P_2 = \sqrt{3} * V_2 * I_2 * \cos \phi_2$									
	P2 =	1316293,00		Potencia en el secundario en cualquier instante de tiempo (horas)					
						Índice de carga; P.hierro = P. cobre			
$\eta = \frac{\sqrt{3} * V_2 * C * \cos \phi_2}{\sqrt{3} * V_2 * C * \cos \phi_2 + P_o + C^2 * P_{cc}}$						$C = \sqrt{\frac{P_o}{P_{cc}}}$			
						C1 =	0,406202		
						C2=	0,406838		
	$\eta =$	0,9999926	%						
	$\eta =$	99,9992594							
Esta formula de eficiencia la puedo redescibir de acuerdo a los datos del transformador									
$\eta(\%) = 100 - \frac{P_o + C^2 * P_{cc}}{C * S_n \cos \phi_2 + P_o}$						$\eta =$	91,248442	%	